

Etude sur les
perspectives énergétiques
à long terme
de la Communauté européenne



HAUTE AUTORITÉ
DE LA
COMMUNAUTÉ EUROPÉENNE DU CHARBON ET DE L'ACIER

COMMISSION
DE LA
COMMUNAUTÉ ÉCONOMIQUE EUROPÉENNE

COMMISSION
DE LA
COMMUNAUTÉ EUROPÉENNE DE L'ÉNERGIE ATOMIQUE

Étude
sur les perspectives énergétiques
à long terme
de la Communauté européenne

LUXEMBOURG 1964

AVANT-PROPOS

L'étude sur les « Perspectives énergétiques à long terme de la Communauté européenne » est le fruit d'un travail de longue haleine mené par les services compétents de la Haute Autorité, en liaison avec ceux de la C.E.E. et de la C.E.E.A. et après consultation de divers experts charbonniers et pétroliers.

Telle qu'elle est présentée ici, elle constitue un document de travail des services. Son objet est triple :

- 1) Tout d'abord, les « Perspectives » explicitent les hypothèses de base schématisées dans le memorandum sur la politique énergétique transmis au Conseil spécial de ministres de la C.E.C.A. le 25 juin 1962. Les « Perspectives » ne sont donc pas un document de politique économique, mais un essai objectif pour rassembler toutes les informations qui permettent de cerner le champ et les effets des politiques possibles. A cet égard, il importe de souligner la conclusion la plus notable qui ressort de ces « Perspectives » : les marges d'erreur ou les aléas qui subsistent ne sauraient affaiblir la validité des lignes de politique économique proposées dans le memorandum. L'autonomie et la sécurité pour des décisions de caractère politique en sont renforcées.*
- 2) Ensuite, ces « Perspectives » fournissent des éléments de réponse aux principales questions posées par le Conseil de ministres sur la compétitivité du charbon communautaire, les mécanismes de subvention, les conditions de l'approvisionnement pétrolier, les perspectives de l'énergie nucléaire, les problèmes posés par la balance des paiements et les fluctuations conjoncturelles.*

Ces réponses permettront, lorsque le Conseil de ministres aura marqué son accord sur les lignes générales du memorandum, de préciser les modalités d'application de la politique choisie et d'en chiffrer les conséquences.

- 3) Enfin, ces « Perspectives », qui ne préjugent pas des « Objectifs généraux charbon » au sens de l'article 46 du traité de Paris, en constituent le préliminaire nécessaire.*

Les « Perspectives » ont fait l'objet d'une publication provisoire dans le numéro de décembre 1962 du bulletin de la C.E.C.A. Le présent volume constitue la version définitive et comprend également les annexes à l'étude. Les modifications par rapport à la première édition ne sont pas des mises à jour, mais découlent simplement de corrections d'ordre matériel. Elles n'apportent aucun changement fondamental aux tendances esquissées.

Préfaces

de P. - O. LAPIE

Membre de la Haute Autorité, président du groupe
de travail interexécutifs « Énergie »

À la seconde édition

Dès sa publication en janvier 1963, l'« Étude sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté » a suscité un vif intérêt. Elle a été largement analysée et commentée dans la presse et dans la littérature spécialisée ; elle a fait l'objet de délibérations et de discussions dans les cercles les plus variés.

La seconde édition, que j'ai le plaisir de présenter aujourd'hui, vise un double but : satisfaire le nombreux public qui continue de demander les perspectives et mettre, pour la première fois, à la disposition de tous les lecteurs les annexes techniques qui éclairent la synthèse d'ensemble.

On s'étonnera peut-être de ne trouver ni mise au point sur tel ou tel sujet controversé, ni mise à jour en fonction des données les plus récentes. Nous y avons renoncé pour deux raisons.

De simples modifications de détail risquaient, sans apporter d'enrichissement appréciable, de créer l'illusion d'une précision plus grande ou d'accréditer à tort l'idée qu'un inflexionnement de l'équilibre et des conclusions générales de l'étude serait nécessaire. Nous les avons donc écartées délibérément.

Une refonte de l'ensemble eût, par contre, été indispensable si des faits nouveaux ou des critiques reçues nous avaient paru motiver un changement par rapport à l'orientation fondamentale de l'étude. Je dois dire que rien actuellement ne nous conduit à envisager une telle démarche, au contraire. Une première vérification de tendances esquissées dans les perspectives a été faite lors de l'examen annuel de la conjoncture énergétique de la Communauté⁽¹⁾. Cette vérification, qui sera répétée régulièrement, a montré que l'hiver prolongé de 1962 et celui exceptionnellement rude de 1963 ont passagèrement accéléré l'évolution, mais n'ont nullement modifié les grandes orientations décrites dans les perspectives : progression des besoins d'énergie, augmentation de la part du pétrole, dépendance croissante de l'importation,

(1) Voir la « Conjoncture énergétique dans la Communauté — Situation à la fin de 1963, Perspectives 1964 » — Janvier 1964.

situation précaire d'une grande partie de la production communautaire de charbon.

Un fait nouveau est pourtant intervenu : c'est la réévaluation des réserves du gisement de gaz naturel de Groningue découvert en 1960. Lors de l'établissement de l'étude, les indications officielles avançaient un montant de 400 milliards de mètres cubes; ce chiffre a, depuis, été relevé à 1.100 milliards de mètres cubes. Quelles en seront les répercussions prévisibles sur la structure de l'approvisionnement énergétique de la Communauté au cours des prochaines années? Un rapport sur le gaz naturel, en préparation à la Commission de la C.E.E., tend à répondre à ces questions. Disons pour l'instant que, dans ses dimensions actuelles, l'événement ne semble pas bouleverser nos perspectives globales d'ici 1970. Cela tient à ce que, pour toute une série de raisons techniques et économiques, la mise en valeur du gisement de Groningue ne pourra se faire que progressivement, comme il est de règle en pareil cas. Il en résulte que les disponibilités en gaz naturel semblent devoir rester à l'intérieur du cadre tracé dans notre étude pour les années 1965 et 1970 choisies comme points de repère : il suffit de se placer sur la branche supérieure de la fourchette envisagée dans les perspectives pour intégrer ce développement nouveau.

Au plan politique, rien n'est donc encore changé au problème fondamental que pose à l'ensemble de la Communauté la croissance des importations d'énergie et en particulier celles de pétrole.

Sans doute par son ampleur exceptionnelle, la découverte néerlandaise a engendré un vaste mouvement d'intérêt pour la recherche pétrolière dans toutes les régions qui bordent la mer du Nord. Il n'est cependant pas encore possible de discerner si, par leur importance et par leur fréquence, les résultats qui couronneront ces efforts auront seulement une portée régionale ou si, au contraire, ils influenceront profondément la physionomie du marché international du pétrole. Il faut accepter cette incertitude qui fait partie intégrante de nos perspectives et qui, soit dit en passant, renforce aussi nos conclusions sur la précarité du charbon communautaire.

Quant aux observations recueillies au cours des nombreuses consultations qui ont suivi la publication du texte provisoire, on peut les ranger en deux catégories opposées.

Les critiques d'un premier type mettent l'accent sur la fragilité de certaines évaluations et sur les incertitudes dont elles sont grevées. Je rappellerai simplement ce que j'ai écrit dans la préface à la première édition : Notre but n'était pas de dévoiler l'avenir par des prévisions au demi-dollar ou au million de tonnes près. Il s'agissait de regrouper dans un cadre cohérent les facteurs essentiels d'ordre technique, économique, social et politique qui gouvernent le marché de l'énergie. Puisque l'objectif était d'explorer l'avenir pour diverses éventualités, il importait seulement de fixer des ordres de grandeur et de chiffrer de façon approximative les avantages et les coûts de diverses mesures de politique économique. Considérée sous cet angle, l'étude reste, à notre avis, entièrement valable. Elle définit la limite entre l'économique et le politique, elle en précise les lieux et, par là même, démontre l'utilité de la recherche

économique pour éclairer les options politiques. En attendre davantage, c'est méconnaître le but, la méthode et le principe même de toute « prospective ». La refuser, c'est désavouer tout effort d'analyse pour définir la marge et les alternatives des choix réellement possibles.

L'autre catégorie d'observations nous reproche, au contraire, de n'avoir pas poussé notre investigation assez loin dans le temps. Nous n'aurions pas, pour cette raison, discerné que l'offre de pétrole rencontrerait ses limites à partir de 1975-1980. Le renversement de tendance auquel il faudrait s'attendre de ce fait inciterait à ménager les ressources disponibles et à éviter tout gaspillage de réserves, en particulier l'abandon des gisements charbonniers de l'Europe.

Une telle critique serait fondée si les perspectives, préjugant d'une manière définitive de l'avenir, avaient eu pour objectif de recommander la fermeture immédiate et irréversible de toutes les mines jugées non rentables au seul vu des coûts isolés et immédiats. Or, il n'en est rien. Bien au contraire, les perspectives et le mémorandum soulignent les risques inacceptables qu'il y aurait sur le plan économique et social à laisser l'industrie charbonnière sans aucune aide et protection.

Mais les perspectives montrent aussi qu'il serait imprudent et coûteux de garantir l'approvisionnement à long terme de la Communauté *uniquement* par le maintien à *n'importe quel prix* de la production communautaire de charbon. Un certain équilibre doit être trouvé entre une évaluation réaliste des dangers encourus et une estimation sincère du coût des parades envisagées. Toute option économique un peu vaste suppose des risques. Encore faut-il que ces risques soient calculés et éclairés. Tel était le but des perspectives et voilà pourquoi nous sommes incités à publier à nouveau l'étude dans sa forme originale et sans modifications de fond.

Comme président de l'interexécutif « Energie », je suis persuadé que ces perspectives resteront la référence indispensable à l'élaboration d'une politique européenne de l'énergie. Au moment où le dialogue entre les gouvernements et les Communautés aboutit aux premières décisions concrètes, il est plus nécessaire que jamais qu'un public averti dispose de points de repère pour mesurer la portée de ces décisions et se former une opinion sur les orientations retenues.

Luxembourg, le 30 juin 1964.

A la première édition

Voici, pour la première fois, à l'échelle européenne, une analyse des tendances fondamentales de l'énergie, articulées en termes de quantités, de coûts et de prix : elle constitue la synthèse d'un travail entrepris par nos services, depuis deux ans.

Je suis heureux de présenter, au nom des trois exécutifs de la C.E.C.A., du Marché commun et de l'Euratom, cette œuvre collective aussi importante qu'originale.

Dès le début de nos travaux, nous avons été convaincus, en effet, qu'une politique de l'énergie devrait nécessairement s'appuyer sur une analyse précise des tendances fondamentales et à long terme du marché de l'énergie en Europe. Des études ont été lancées dans cette optique.

Le 5 avril 1962, à la conférence des ministres de Rome, ces travaux étaient déjà assez avancés pour que l'interexécutif puisse accepter, dans un délai de deux mois, de rédiger des propositions de politique énergétique. Seules des contraintes matérielles et la brièveté des délais ont empêché que cette étude soit présentée, le 25 juin 1962, en même temps que le mémorandum sur la politique énergétique.

Ainsi, ces « perspectives » n'ont pas été conçues comme une sorte de justification à posteriori du mémorandum, mais bien comme un instrument d'analyse destiné à le présenter. Elles ne sont pas un document « politique » mais une « étude » destinée à éclairer l'action politique. On a voulu informer plus que convaincre.

Cette étude vise à éclairer l'action politique non pas en lui dévoilant l'avenir par des prévisions, ni en l'orientant par des objectifs recommandés, mais, plus modestement, en lui présentant des perspectives.

Il ne s'agit pas de prévisions. L'étude ne prétend pas chiffrer la production charbonnière ou les importations pour 1970 ou 1975. Nous sommes conscients qu'une telle tentative non seulement sous-estimerait les incertitudes qui hypothèquent ces sortes de calculs, mais surtout qu'elle sous-estimerait le poids réel des décisions politiques qu'elle entend éclairer.

Il ne s'agit pas non plus de proposer des objectifs à atteindre. L'étude n'entend nullement recommander que la production charbonnière se situe à tel ou tel niveau. Lorsqu'elle analyse le bilan de la Communauté, en cas d'absence totale d'aide ou de protection en faveur de l'énergie communautaire, elle ne propose pas un but, mais souligne un danger.

Ni prévisions, ni objectifs! Que sont donc ces perspectives?

Dans les trois premières parties, elles sont une analyse serrée des données du marché de l'énergie. Elles constituent d'abord, dans la première partie, un moyen commode d'organiser et de rassembler, sous une forme homogène, tout ce que nous pouvons savoir du développement économique général qui encadre le marché de l'énergie. Elles regroupent et chiffrent ensuite, dans la deuxième et troisième partie, les éléments de l'offre et de la demande d'énergie. Ainsi se trouvent analysés, en termes de quantités, de coûts et de prix, les différents éléments qui commandent les mécanismes du marché de l'énergie.

La quatrième partie, elle, tente la synthèse ou le raccordement entre l'offre et la demande. Elle commence par délimiter la zone réelle de concurrence entre les différentes sources d'énergie. Par là même, elle définit les limites entre lesquelles les choix politiques s'exercent réellement. A chacune des options politiques correspond un niveau différent d'équilibre entre les différentes formes d'énergie et, en particulier, l'énergie communautaire et l'énergie importée. Ces équilibres sont reflétés et traduits par des bilans d'ensemble de la Communauté pour 1970 et 1975.

Cette étude tend enfin à élaborer un instrument pour peser au plus juste les avantages et les coûts de telle ou telle mesure de politique économique. Il n'est pas question de vanter dans l'abstrait les avantages de telle ou telle politique de marché ouvert ou de protection, mais bien d'évaluer les incidences et les coûts de tel ou tel niveau de protection ou d'aide. C'est dans cet esprit qu'il faut lire notre cinquième et dernière partie.

En élaborant ce document, nous avons voulu construire une analyse objective. C'est pourquoi nous avons souligné les incertitudes des résultats présentés. C'est pourquoi aussi, à aucun moment, nous n'avons présenté ces résultats comme un argument en faveur de telle ou telle mesure politique. Mais on peut se demander si nous n'avons pas été trop loin dans ce sens et si le caractère « neutre » de l'analyse ne nuit pas à son efficacité et ne réduit pas sa portée.

Je ne le pense pas, car on peut dégager de ce travail un certain nombre de considérations qui restent valables dans le cadre des marges d'incertitude reconnues et qui s'imposent à toute politique réelle de l'énergie.

La première de ces considérations touche à l'existence même du marché commun. Un tel travail montre que le succès du marché commun implique la création d'un marché commun de l'énergie. En 1970, dans l'espace économique du marché commun — où les prix des matières premières, les salaires, les charges fiscales et sociales seront harmonisés —, on voit mal comment seule l'énergie pourrait présenter un facteur de distorsion. Si vraiment, comme le document le montre, des politiques énergétiques différentes risquent d'aboutir à des écarts dans le prix de l'énergie allant jusqu'à 40 %, l'énergie ne saurait constituer un îlot de résistance dans la marche à l'intégration.

La deuxième considération porte sur la nécessité pour l'Europe d'une politique d'approvisionnement et d'importation. En effet, l'étude a montré

que, dans toutes les hypothèses envisagées, les importations joueraient un rôle croissant et déterminant. Les problèmes de sécurité d'approvisionnement doivent donc apparaître au premier plan des préoccupations dans la politique énergétique européenne.

La troisième considération est liée à l'aide aux charbonnages communautaires que les impératifs sociaux et régionaux imposent à la Communauté. Il semblerait, en effet, socialement et politiquement dangereux de laisser décroître la production charbonnière jusqu'à un niveau à peine égal à la moitié de la production actuelle. Cette situation ne pourrait être évitée que par la mise en place de systèmes de subvention ou de protection, dont les modalités ont été soigneusement décrites et évaluées dans le corps de ce document.

La dernière considération concerne le rôle de l'énergie nucléaire. Aussi bien sous l'angle de l'énergie à bas prix que sous celui de la sécurité de l'approvisionnement, l'utilisation pacifique de l'atome peut jouer en Europe un rôle décisif; mais l'impact de l'énergie nucléaire ne pourra se faire sentir en profondeur qu'après 1975. C'est donc à présent qu'il faut préparer et organiser le développement de l'énergie nucléaire dans la Communauté. En outre, avant que l'énergie nucléaire ne puisse prendre réellement le relais des charbons européens, il y aura pour l'Europe une période critique à laquelle nous devons nous adapter dès maintenant.

J'espère que ce travail répondra aux préoccupations et aux questions qui assaillent, parfois jusqu'à l'angoisse, gouvernements, parlementaires, producteurs, travailleurs et tous les milieux intéressés par la politique énergétique. De toute façon, ces « perspectives » constitueront la référence indispensable à l'élaboration d'une politique européenne de l'énergie.

Luxembourg, décembre 1962



SOMMAIRE

Introduction	13
<i>Première partie: LE CADRE ÉCONOMIQUE D'ENSEMBLE</i>	17
<i>Chapitre 1</i> — Les perspectives économiques générales	17
Section 1 — Les perspectives économiques dans la Communauté	17
Section 2 — Le contexte économique et politique mondial	28
<i>Deuxième partie: LES PERSPECTIVES DE BESOINS D'ÉNERGIE</i>	29
<i>Chapitre 2</i> — Généralités sur la méthode d'évaluation des besoins	29
<i>Chapitre 3</i> — Les besoins totaux d'énergie	33
Section 1 — Besoins intérieurs globaux	34
Section 2 — Les besoins des grands secteurs consommateurs	37
Section 3 — Raisons et ampleur de l'incertitude sur les besoins futurs d'énergie	48
<i>Chapitre 4</i> — Prix de l'énergie et besoins d'énergie	53
Section 1 — Les dépenses d'énergie dans la formation des coûts	53
Section 2 — Influence du coût et du prix de l'énergie sur les besoins	58
<i>Troisième partie: L'ÉVOLUTION DES CONDITIONS DE L'OFFRE D'ÉNERGIE</i>	65
<i>Chapitre 5</i> — Généralités	65
<i>Chapitre 6</i> — Le charbon communautaire	68
<i>Chapitre 7</i> — Le charbon importé	76
<i>Chapitre 8</i> — Le lignite	79
<i>Chapitre 9</i> — Les produits pétroliers	82
Section 1 — Aspect quantitatif	84
Section 2 — Historique des mécanismes de formation des prix	85
Section 3 — Les coûts	88
Section 4 — Tendance des prix à long terme	93
<i>Chapitre 10</i> — Le gaz naturel	96
Section 1 — Les gisements de la Communauté	96
Section 2 — Les importations possibles de gaz naturel	100
<i>Chapitre 11</i> — Les sources hydrauliques et géothermiques d'électricité	101
<i>Chapitre 12</i> — L'énergie nucléaire	105
Section 1 — L'évolution des coûts de production	105
Section 2 — Les perspectives de production	110
Section 3 — La contribution de l'énergie nucléaire à la sécurité d'approvisionnement énergétique de la Communauté	113

<i>Quatrième partie: L'ÉQUILIBRE ENTRE OFFRE ET DEMANDE D'ÉNERGIE EN 1970</i>	117
<i>Chapitre 13</i> — Besoins spécifiques, productions certaines et ampleur des besoins concurrentiels	118
Section 1 — Les besoins spécifiques	118
Section 2 — Les productions à écoulement certain	120
Section 3 — Les autres besoins	122
Section 4 — Récapitulation. La zone d'influence de la politique énergétique sur la répartition entre sources d'énergie	132
<i>Chapitre 14</i> — La couverture des besoins concurrentiels sur la base des coûts comparés pour l'utilisateur	134
Section 1 — Le principe des calculs	135
Section 2 — Examen détaillé d'un schéma type	145
<i>Chapitre 15</i> — Le bilan énergétique de la Communauté en 1970	156
Section 1 — L'écoulement du charbon communautaire dans divers schémas types	156
Section 2 — Le bilan énergétique global de la Communauté	159
Section 3 — Précision des résultats précédents	165
Section 4 — Influence des interdépendances temporelles sur les résultats précédents	166
<i>Cinquième partie: LES PRINCIPAUX PROBLÈMES POSÉS PAR L'ÉQUILIBRE ÉNERGÉTIQUE A LONG TERME</i>	171
<i>Chapitre 16</i> — Modalités et coûts d'une aide au charbon communautaire	172
Section 1 — Le coût pour la collectivité du soutien de la production communautaire de charbon	173
Section 2 — Les effets des diverses modalités d'aide au charbon communautaire	174
Section 3 — Comparaison des effets des diverses modalités	179
<i>Chapitre 17</i> — La sécurité de l'approvisionnement	181
Section 1 — Les risques	181
Section 2 — Les moyens de renforcer la sécurité	186
<i>Chapitre 18</i> — Autres caractéristiques économiques du bilan énergétique de 1970 ...	188
Section 1 — L'évolution des effectifs dans les charbonnages	189
Section 2 — Importations d'énergie et balance des paiements	190
Section 3 — Les effets des fluctuations de la conjoncture	192
Section 4 — Problèmes particuliers à la période d'ici 1970	194
Conclusion	195
ANNEXES	
1 — Généralités sur les méthodes de prévision des besoins d'énergie.	199
2 — Les besoins totaux d'énergie	227
3 — Les besoins d'énergie non électrique de la sidérurgie	267
4 — Les besoins d'énergie des autres industries	293
5 — Les besoins d'énergie des transports	327
6 — Les besoins d'énergie non électrique du secteur domestique	371

7 — Les besoins d'électricité	399
8 — Les besoins de combustibles des centrales thermiques classiques	467
9 — Les coûts de production du charbon de la Communauté	509
10 — Le coût futur du charbon importé	529
11 — Les conditions économiques d'approvisionnement en pétrole	567
INDEX ANALYTIQUE	625

Liste des tableaux

1 — Évolution du produit national brut	19
2 — Évolution de la production industrielle	20
3 — Évolution démographique 1950-1975 (taux moyen de croissance par an)	21
4 — Produit national brut par tête d'habitant (taux de croissance annuel)	23
5 — Éléments en valeur par habitant, aux prix de 1960	24
6 — Part de chaque pays dans la Communauté	24
7 — Activité sidérurgique — Production d'acier	27
8 — Production industrielle — Taux de croissance et élasticité par rapport au produit national brut	27
9 — Consommations globales d'énergie primaire	34
10 — Consommation d'énergie par habitant	36
11 — Répartition par pays de la consommation d'énergie de l'ensemble de la Communauté	37
12 — Évolution de la consommation d'énergie dans la sidérurgie	38
13 — Consommation de combustibles dans l'industrie	40
14 — Consommation d'énergie non électrique dans le secteur transports	41
15 — Consommation d'énergie non électrique dans le secteur domestique	42
16 — Évolution de la consommation d'électricité	43
17 — Consommation apparente d'électricité par habitant	44
18 — Évolution prévue de la consommation unitaire moyenne dans les centrales publiques	45
19 — Répartition, selon les différents secteurs, des besoins totaux d'énergie primaire dans la Communauté	48
20 — Part des frais d'énergie dans le coût total de certains produits pour l'ensemble de la Communauté	54
21 — Part des frais d'énergie, des frais de personnel et des amortissements dans les comptes d'exploitation de grands secteurs — France 1956	55
22 — Part des frais d'énergie dans le coût total de certains produits en France en 1951	57
23 — Déplacement des lignes d'équiprix pour une variation de 10 % du prix de l'énergie	61
24 — Structure des coûts de production du charbon dans divers bassins de la Communauté en 1960	70
25 — Évolution du rendement fond d'ici 1965	70
26 — Évolution du rendement fond entre 1965 et 1975	71
27 — Estimation des réserves de pétrole actuellement prouvées	85
28 — Estimation des coûts moyens de production de pétrole brut dans quatre grandes zones (situation actuelle)	89
29 — Coûts cif approximatifs en différents ports des pétroles bruts de diverses origines	90

30 — Estimation des réserves prouvées en gaz naturel	97
31 — Production de gaz naturel	99
32 — Évolution de la production électrique d'origine hydraulique et géothermique	103
33 — Estimation du coût de production de l'énergie nucléaire	108
34 — Prix du combustible assurant l'équivalence entre une centrale thermique et une centrale nucléaire à différentes dates et dans différentes conditions	109
35 — Perspectives de production d'énergie électrique d'origine nucléaire	111
35bis — Centrales nucléaires achevées, en projet, dont la construction est décidée ou commencée dans les pays de la Communauté au 1 ^{er} octobre 1962	112
36 — Besoins spécifiques d'énergie	120
37 — Les productions à écoulement certain	121
38 — Répartition de la consommation de combustibles dans le secteur des autres industries	125
39 — Répartition de la consommation de combustibles dans le secteur domestique ..	128
40 — Répartition de la production d'électricité selon les formes d'énergie primaire utilisée	131
41 — Répartition de la consommation d'énergie primaire en 1960 par secteur et par produit	133
42 — Consommation d'énergie primaire en 1970 par secteur et par produit. Ordres de grandeur des zones de substituabilité	134
43 — Différences de qualité du charbon suivant la provenance	137
44 — Perspectives régionales des besoins de combustibles en 1970	140
45 — Perspectives de la localisation de la production de fonte en 1970 et répartition régionale des besoins de charbon à coke	141
46 — Capacité de production des cokeries	142
47 — Conditions d'écoulement du charbon à coke communautaire dans l'hypothèse d'un prix cif du charbon importé de 15 dollars et d'une subvention au charbon communautaire de 2 dollars	146
48 — Approvisionnement en charbon à coke pour la sidérurgie de la Communauté en 1970	148
49 — Conditions d'écoulement du charbon communautaire pour usages vapeur	150
50 — Centrales minières	151
51 — Débouchés du charbon vapeur des bassins de la Communauté en 1970 dans un schéma type	151
52 — Hypothèses d'écoulement de l'antracite	152
53 — Calcul de l'écoulement possible du charbon communautaire en 1970 face à la concurrence du charbon importé dans un schéma type	152
54 — Esquisse de la répartition de l'approvisionnement en énergie primaire en 1970 ..	155
55 — Écoulement possible du charbon communautaire en 1970 dans diverses variantes sur la base des coûts complets (vente au coût marginal)	158
56 — Écoulement possible du charbon communautaire en 1970 dans diverses variantes (vente au coût moyen du bassin)	158
57 — Structure de l'approvisionnement énergétique de la Communauté en 1960	160
58 — Structure de l'approvisionnement énergétique de la Communauté en 1970	161
59 — Structure de l'approvisionnement énergétique de la Communauté en 1975	162
60 — Schémas théoriques d'évolution de la production écoulable de charbon communautaire	168
61 — Illustration sur un exemple des répercussions des diverses modalités d'aide au charbon communautaire (passage d'une production écoulable de 125 millions de tonnes avec vente au coût marginal à une production écoulable de 180 millions de tonnes	178

62 — Taux de couverture des besoins par la production communautaire et l'importation	183
63 — Production d'électricité (en % de la production totale)	183
64 — Main-d'œuvre employée dans les houillères de la Communauté.....	189

Liste des graphiques

1 — Évolution comparée du PNB, des besoins totaux d'énergie et des besoins d'électricité dans la Communauté entre 1950 et 1975	35
2 — Part des différents secteurs dans les besoins totaux d'énergie	46
3 — Courbe type de dispersion des coûts dans les bassins charbonniers de la Communauté	74
4 — Part des combustibles solides dans la consommation d'énergie non électrique des autres industries	126
5 — Part des combustibles solides dans la consommation d'énergie non électrique du secteur domestique	129
6 — Décomposition régionale, ports d'importation examinés et lieux représentatifs pour chaque région (carte)	139
7 — Évolution de la structure de l'approvisionnement énergétique de la Communauté entre 1950 et 1975	163
8 — Couverture des besoins intérieurs par la production communautaire et par l'importation en 1960, 1970 et 1975	164

REMARQUE

Dans les tableaux du texte et des annexes, les chiffres pour la Communauté peuvent différer de la somme des chiffres par pays à la suite d'arrondissements.

Introduction

Ce document présente des perspectives et ne constitue en aucune manière un programme. Mais ces perspectives sont destinées à éclairer le choix d'une politique de l'énergie : aussi sont-elles relatives au long terme et explorent-elles plusieurs éventualités.

a) *Ce sont des perspectives à long terme*

Même s'il s'agit de préparer surtout des décisions à prendre assez prochainement, il faut envisager un avenir suffisamment étendu. La politique immédiate doit être replacée dans une vue plus lointaine si l'on veut éviter des modifications de ligne directrice, génératrices de gaspillages. D'autre part, l'examen d'un horizon suffisamment éloigné peut mettre en lumière des tournants, des modifications profondes, qui sont trop petites à court terme pour être aisément perceptibles. Enfin s'ajoute, dans le domaine de l'énergie, le fait que les délais de réalisation sont souvent très longs : qu'il s'agisse de mettre en exploitation un nouveau puits de mine ou d'obtenir des résultats de recherches pétrolières dans une nouvelle zone, les délais atteignent ou dépassent dix ans ; ce n'est que dans une dizaine d'années que l'énergie nucléaire commencera à couvrir de façon appréciable l'accroissement des besoins d'énergie. Les délais ne sont pas moindres chez les utilisateurs : il aura fallu au moins quinze ans pour que le processus d'électrification et de diésélisation des chemins de fer soit mené à terme.

Aussi est-il indispensable de regarder au moins jusqu'à 1975. D'ailleurs, aussi bien le rapport de la commission de l'énergie du quatrième plan français que l'enquête allemande sur l'énergie ont retenu ce même horizon. Cela n'exclut pas, bien entendu, l'examen de jalons intermédiaires. L'un d'entre eux, 1970, s'impose d'ailleurs comme marquant la fin de la période de mise en place du marché commun. En définitive, tout le rapport sera axé sur l'année 1970 ; mais, dans toute la mesure du possible, les chiffres correspondants seront donnés pour 1965 et 1975. Il ne faut d'ailleurs pas prendre les chiffres proposés pour les années lointaines comme des indications précises et rigoureuses, mais plutôt comme des ordres de grandeur.

En effet, en regardant aussi loin, les incertitudes sont évidemment nombreuses. Quel sera l'état de la technique dans quinze ans ? De nouveaux procédés de

production, de transformation, d'utilisation de l'énergie ne seront-ils pas apparus? Quelle sera la structure même de l'économie? Tous ces points d'interrogation sont très grands. Mais nous voudrions ici présenter deux remarques :

- Tout d'abord, le futur n'est pas aussi inconnu qu'il peut sembler. Le délai qui s'écoule entre les découvertes et leur application industrielle est en général de plusieurs années; il s'y ajoute le délai entre les premières applications industrielles et la généralisation du procédé, délai dû à l'inertie des équipements existants et des modes de pensée. Si bien que la plupart des techniques qui seront couramment en usage dans dix ou quinze ans sont déjà découvertes au laboratoire aujourd'hui; le problème est plutôt de les détecter et de discerner, parmi ces résultats de laboratoire, ceux qui ont un avenir industriel. Aussi, la Haute Autorité a-t-elle confié à un institut spécialisé le soin de mener des recherches sur ce point.

Les considérations précédentes mènent à la seconde remarque, plus fondamentale :

- Les aléas qui pèsent sur toute tentative de scruter l'avenir ne doivent pas faire renoncer, au contraire. On ne peut, en effet, s'abstenir de prendre des décisions, dont certaines auront des répercussions à long terme et engagent donc, au moins partiellement, cet avenir. Les prendre aveuglément, sans avoir essayé de prévoir leurs effets et de voir si, dans l'état actuel de nos connaissances, elles nous semblent les meilleures, serait une faute grave. Mais il faut rester constamment conscient de ces aléas, peser les risques et adopter une stratégie qui en tienne compte. C'est pour cela que, dans la suite de ce travail, on accordera une attention toute particulière aux causes d'incertitude qui pèsent sur chacun des résultats, on essaiera d'en évaluer, au moins approximativement, les effets; enfin, et surtout, on examinera si ces incertitudes affectent de façon importante les conclusions générales qui doivent servir de base aux choix politiques. On verra que le poids de ces incertitudes inévitables ne met pas en cause la valeur de ces conclusions.

b) Ces perspectives explorent plusieurs éventualités

Pour faciliter le choix d'une politique énergétique, ces perspectives doivent être établies pour plusieurs éventualités, de façon à en montrer clairement les différences. Les éventualités considérées diffèrent quant au choix entre énergies communautaires et énergies importées : on a recherché le montant de production communautaire qui serait compétitif avec les énergies importées, dans l'hypothèse du prix le plus probable pour ces dernières, et les variations de ce montant si le prix des énergies importées était différent ou si l'on accordait aux énergies communautaires — et notamment au charbon — une aide dont les modalités possibles seront passées en revue.

Les trois premières parties sont consacrées à indiquer les perspectives de développement économique, qui constituent le cadre général de notre étude,

évaluer les besoins d'énergie, globalement et par secteur, et préciser l'évolution des conditions de l'offre des diverses formes d'énergie (charbon, pétrole, etc.). Dans une quatrième partie, sur la base des coûts comparés pour l'utilisateur, on dessinera la répartition probable des consommations entre produits énergétiques, dans diverses hypothèses de politique. Une cinquième partie passera en revue les principaux problèmes posés par l'équilibre des bilans énergétiques ainsi établis.

Première partie

Le cadre économique d'ensemble

Chapitre 1

Les perspectives économiques générales

Les prévisions de l'expansion économique constituent le cadre général pour les estimations de l'évolution future des secteurs de l'énergie. En effet, le niveau d'activité économique détermine tant les besoins que certaines conditions de l'offre. Des hypothèses concernant l'évolution économique générale dans les années à venir ont donc dû être établies.

Cette procédure a trois conséquences :

- 1^o Les prévisions énergétiques sont conditionnelles, c'est-à-dire qu'elles ne sont valables qu'étant données les perspectives économiques globales retenues;
- 2^o Les prévisions énergétiques peuvent être considérées comme cohérentes avec l'expansion économique globale;
- 3^o Des différences éventuelles entre les prévisions énergétiques du présent rapport et les résultats d'autres études doivent être analysées en fonction des hypothèses d'expansion générale choisies comme point de départ.

Section 1 — Les perspectives économiques dans la Communauté

A — Remarques générales

En ce qui concerne l'expansion économique dans les pays de la Communauté, la Commission de la Communauté économique européenne a publié tout récemment une étude établie par des experts au sein d'un groupe de travail pour les « problèmes de structure et de développement à long terme » : « Rapport sur les perspectives de développement économique dans la C.E.E. de 1960 à 1970 ».

Ces prévisions de l'expansion économique constituent la base des estimations présentées ici. Tout ce qui, dans ce chapitre, est consacré à l'évolution du produit national et à la démographie pour la période 1960-1970 est un résumé de ce rapport auquel le lecteur pourra se reporter pour un complément d'information.

De plus, il a fallu établir également des estimations pour la période 1970-1975. Ces extrapolations ont été effectuées par les services de la Haute Autorité, sur des bases analogues à celles du rapport mentionné ci-dessus, afin d'assurer la cohérence entre les chiffres. En outre, pour les prévisions des besoins de certains secteurs, il était nécessaire de disposer de certaines indications sectorielles. Il s'agissait notamment de l'activité industrielle générale et de l'activité sidérurgique. Dans ces cas, les estimations ont été également effectuées par les services de la Haute Autorité.

Avant d'indiquer les principales tendances de l'expansion économique prévues pour les quinze années à venir, il est utile de résumer brièvement quelques caractéristiques des prévisions retenues dans le rapport précité.

Tout d'abord, il faut remarquer que deux variantes ont été distinguées : la variante B est considérée par les experts comme l'hypothèse principale d'expansion, tandis que la variante A indique les résultats d'une croissance plus modérée. Les perspectives globales employées pour les prévisions énergétiques sont celles de la variante B retenue comme l'hypothèse la plus probable.

Deuxièmement, les projections ont été établies à prix constants, en prenant comme base de référence les prix de 1960. Elles ont été converties en dollars-unités de compte par l'utilisation des taux de change de 1960.

Les tendances passées de l'évolution économique ne permettent pas de retenir pour l'avenir l'hypothèse d'un rythme de croissance inchangé au cours du temps, ni de situer en 1960 le changement de ce rythme. Cependant, il est important de savoir si ces changements dans le rythme de croissance surviennent lentement au fil des années ou s'ils résultent de l'intervention soudaine d'un facteur déterminant. Pour ces raisons, on a fait apparaître la tendance du rythme de croissance en choisissant un jalon intermédiaire, l'année 1965.

Enfin, les rythmes de croissance prévus dans le présent rapport représentent des taux moyens. En fait, la situation dans les années 1965, 1970 et 1975 pourrait être fortement influencée par des fluctuations conjoncturelles ou accidentelles. Les prévisions font abstraction de ces éléments et supposent des situations de conjoncture moyenne.

Les tableaux 1 et 2 résument les principales indications du développement économique qui ont servi de base aux prévisions énergétiques :

Le produit national brut

- en taux de croissance moyen annuel (tableau 1 A)
- en indices (tableau 1 B)

La production industrielle

- en taux de croissance moyen annuel (tableau 2 A)
- en indices (tableau 2 B)

Les prévisions font partie d'un ensemble d'estimations qui, dans le rapport des experts, comportent, pour l'ensemble de la Communauté et chacun des pays, des évaluations de :

- l'évolution démographique,
- la croissance du produit national,
- l'évolution des composants du produit national.

Dans les paragraphes suivants, les principaux résultats sont résumés, en même temps que sont esquissées brièvement les tendances du développement.

Tableau 1 — Évolution du produit national brut

A — Taux de croissance moyen annuel

Pays	1950-1960	1960-1965	1965-1970	1970-1975	1960-1970
Allemagne (R.F.)	7,4	4,4	4,0	4,2	4,2
Belgique	2,7	3,8	3,9	3,9	3,9
France	4,3	5,2	4,7	4,6	5,0
Italie	5,9	5,95	5,75	5,3	5,8
Pays-Bas	4,9	4,3	4,9	4,7	4,6
Communauté	5,5	4,9	4,6	4,6	4,7

B — Indices par rapport à 1960

Pays	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	124	151	186
Belgique	121	145	177
France	129	162	203
Italie	133	176	227
Pays-Bas	123	157	197
Communauté	127	159	199

Source: Rapport du groupe d'experts de la C.E.E.

Tableau 2 — Évolution de la production industrielle

A — Taux de croissance moyen annuel

Pays	1950-1960	1960-1965	1965-1970	1970-1975	1960-1970
Allemagne (R.F.)	9,1	5,5	5,0	5,0	5,3
Belgique	3,0	4,8	4,8	4,8	4,8
France	6,4	6,5	5,9	5,5	6,2
Italie	8,1	8,8	7,8	6,5	8,3
Luxembourg	—	4,0	4,0	4,0	4,0
Pays-Bas	5,8	5,4	6,0	5,6	5,7
Communauté	7,5	6,3	5,9	5,5	6,1

B — Indices par rapport à 1960

Pays	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	131	167	213
Belgique	126	159	202
France	137	183	238
Italie	152	221	303
Luxembourg	122	148	180
Pays-Bas	130	174	229
Communauté	136	181	236

Source: Estimations des services de la Haute Autorité.

B — Les perspectives démographiques

Les perspectives démographiques constituent un élément important de l'expansion économique. A partir des estimations de l'évolution de la population totale (tableau 3 A), on a évalué le développement futur de la population active, en tenant compte de la structure prévue de la population totale et de taux d'activité constants, et en effectuant des corrections pour la scolarité, l'emploi féminin, l'âge de la retraite et les migrations. Les résultats sont résumés au tableau 3 B.

A partir de ces estimations, on a déduit des prévisions de la population occupée, en admettant certaines hypothèses sur le niveau de chômage dans les années 1960 et 1970 (tableau 3 C).

Par rapport à la période de référence, ce tableau indique des différences assez sensibles sur l'évolution future de la main-d'œuvre. En Allemagne et en Italie, la forte augmentation, tant de la population active que de la population occupée, ne se poursuivra pas.

Dans le premier de ces pays, l'évolution au cours des années écoulées a été caractérisée par une immigration extraordinaire et par un appel prononcé aux

Tableau 3 — Évolution démographique 1950-1975 (taux moyen de croissance par an)

A — Population totale

Pays	1950-1960	1960-1965	1965-1970	1970-1975
Allemagne (R.F.)	1,1	0,8	0,75	0,8
Belgique	0,6	0,6	0,5	0,5
France	0,9	0,7	0,95	0,9
Italie	0,6	0,6	0,6	0,6
Pays-Bas	1,3	1,1	1,1	1,0
Communauté	0,9	0,75	0,75	0,75

B — Population active

Pays	1950-1960	1960-1965	1965-1970	1970-1975
Allemagne (R.F.)	1,5	0,4	0,3	0,3
Belgique	0,1	0,3	0,7	0,7
France	0,4	0,7	0,8	0,7
Italie	1,4	0,65	0,65	0,65
Pays-Bas	1,2	1,5	1,2	1,0
Communauté	1,1	0,65	0,6	0,6

C — Population occupée ⁽¹⁾

Pays	1950-1960	1960-1965	1965-1970	1970-1975
Allemagne (R.F.)	2,2	0,4	0,3	0,3
Belgique	0,3	0,3	0,7	0,7
France	0,4	0,7	0,8	0,7
Italie	1,7	0,9	0,9	0,9
Pays-Bas	1,3	1,4	1,2	1,0
Communauté	1,4	0,7	0,65	0,6

Sources: 1950-1960 : O.C.D.E., *Statistiques générales*, « La croissance économique de 1950-1960 », rapport intérimaire, Comité de politique économique, groupe de travail n° 2.

1960-1970 : Rapport du groupe d'experts.

1970-1975 : Estimations des services de la Haute Autorité.

⁽¹⁾ La différence entre population active et population occupée est constituée par les chômeurs.

réerves de main-d'œuvre. A l'heure actuelle, ces réserves ont été réduites à un niveau très bas et la structure démographique évolue de façon défavorable.

En Italie également, la structure démographique et l'appel continu aux réserves de main-d'œuvre conduisent, bien que dans une moindre mesure, à une diminution du taux de croissance de la population occupée.

Au contraire, en France et en Belgique, les perspectives démographiques font entrevoir un développement plus rapide de la population occupée, tandis qu'aux Pays-Bas la forte croissance de la décennie écoulée ne se ralentira que modérément.

Pour l'ensemble de la Communauté, le taux de croissance de la main-d'œuvre n'atteindra pas, au cours des quinze années à venir, la moitié du taux enregistré au cours de la période de référence.

C — L'évolution du produit national brut

Le facteur quantité de main-d'œuvre n'interviendra que faiblement comme élément de la croissance du produit national brut. Par rapport à la période de référence, sa contribution relative se réduira même de 25 % à 15 %. Après une période de forte croissance de la population occupée, le seul élément important sera donc à l'avenir l'évolution de la productivité (le produit national brut par personne occupée et par an).

Au tableau 4 A, les taux d'accroissement du produit national brut par personne occupée ont été résumés. Il faut noter que pour certains pays ces chiffres tiennent compte d'une réduction assez sensible de la durée du travail dans les quinze années à venir; la rémunération horaire augmentera donc plus vite que la rémunération annuelle.

En *Allemagne*, on a retenu une réduction du temps de travail de près de 10 % pour la période 1960-1970, qui ne se répercuterait qu'à concurrence de 8,5 % sur le produit national, la diminution de la durée du travail ayant pour effet de stimuler la productivité horaire. Compte tenu de cette réduction de la durée du travail, les prévisions de la productivité impliquent une progression un peu plus lente que celle des années 1950-1960 qui ont subi, notamment au cours de la première quinquennie, l'influence de facteurs de rattrapage et de reconstruction.

En *Belgique*, par contre, la croissance prévue pour la période 1960-1965 a été qualifiée d'hypothèse de rattrapage, ce qui implique que la Belgique aura éliminé, dès 1965, les conséquences de la situation de basse conjoncture des années 1950-1960 et le retard de croissance qui en a résulté. Pour 1970 et 1975, les prévisions supposent que les taux de rattrapage du produit national brut (3,9 %) de la période 1960-1965 sera devenu un taux structurel qui se maintiendra à long terme.

En ce qui concerne la *France*, les prévisions jusqu'à 1965 sont conformes aux estimations effectuées dans le cadre du quatrième plan. Ces chiffres montrent également une augmentation du taux de développement du produit national brut par personne occupée. En effet, les objectifs du quatrième plan du gouvernement français impliquent notamment une augmentation du taux d'investissement, stimulé par les investissements publics. Pour les perspectives à plus long terme, on dispose de projections françaises pour 1975, qui ont été retenues. Ces perspectives représentent plutôt les tendances de croissance économique à plus long terme et correspondent au taux réalisé au cours de la période de référence.

Pour l'*Italie*, le rapport du groupe de travail retient un taux d'accroissement annuel moyen de la productivité globale de 4,9 % (1960-1970). Dans les quinze années à venir, l'expansion de la productivité serait donc plus forte que dans le passé, grâce à une orientation des investissements conduisant à une mécanisation accrue, donc à une plus grande intensité de capital.

Tableau 4 — Produit national brut par tête d'habitant (taux de croissance annuel)

A — Produit national brut par personne occupée

Pays	1950-1960	1960-1965	1965-1970	1970-1975
Allemagne (R.F.)	5,2	4,0	3,7	3,9
Belgique	2,4	3,5	3,2	3,2
France	3,9	4,5	3,85	3,9
Italie	4,2	5,0	4,8	4,4
Pays-Bas	3,9	2,8	3,7	3,7
Communauté	4,1	4,2	3,9	4,0

B — Produit national brut par habitant

Pays	1950-1960	1960-1965	1965-1970	1970-1975
Allemagne (R.F.)	6,3	3,6	3,25	3,4
Belgique	2,1	3,2	3,35	3,3
France	3,4	4,5	3,7	3,7
Italie	5,2	5,3	5,1	4,7
Pays-Bas	3,8	3,2	3,8	3,7
Communauté	4,6	4,1	3,8	3,8

Sources : 1950-1960 : Calculs à partir des données du *Bulletin statistique* de l'Office statistique des Communautés européennes, par ajustement de $p = a(1 + r)^t$.
1960-1970 : Rapport du groupe d'experts.
1970-1975 : Estimations des services de la Haute Autorité.

Tableau 5 — Éléments en valeur par habitant, aux prix de 1960 (en unités de compte)

A — Produit national brut

Pays	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	1.268	1.515	1.776	2.100
Belgique	1.331	1.557	1.835	2.160
France	1.276	1.587	1.904	2.280
Italie	650	842	1.080	1.360
Pays-Bas	975	1.140	1.374	1.650
Communauté	1.074	1.315	1.585	1.910

B — Consommation privée

Pays	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	720	907	1.079	1.280
Belgique	914	1.052	1.251	1.470
France	829	1.039	1.283	1.540
Italie	339	526	695	890
Pays-Bas	550	661	809	980
Communauté	655	828	1.022	1.170

Sources: 1960, 1965 et 1970 : Rapport du groupe d'experts.
1975 : Estimations des services de la Haute Autorité.

Tableau 6 — Part de chaque pays dans la Communauté (en %)

A — Produit national brut

Pays	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	37,3	36,5	35,5	34,9
Belgique	6,7	6,4	6,2	6,0
France	32,1	32,5	32,6	32,7
Italie	17,2	18,6	19,6	20,3
Pays-Bas	6,2	6,0	6,1	6,1
Communauté	100	100	100	100

B — Production industrielle

Pays	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	39,6	38,1	36,7	36,1
Belgique	6,6	6,1	5,8	5,6
France	33,6	33,9	34,0	33,9
Italie	15,0	16,9	18,5	19,4
Pays-Bas	5,1	4,9	4,9	4,9
Communauté	100	100	100	100

En outre, au fur et à mesure que le gouvernement italien réussira à résoudre les problèmes des disparités régionales et de la formation professionnelle, il en résultera un effet positif sur la croissance économique. Les taux prévus restent donc encore élevés par rapport aux autres pays de la Communauté. A plus long terme, on pourrait par contre envisager un ralentissement de la croissance économique, ce qui se reflète déjà, dans une certaine mesure, dans les estimations pour l'année 1975.

Aux *Pays-Bas*, il faut tenir compte, pour la période 1960-1965, d'une réduction de presque 5 % du temps de travail total. Par conséquent, le taux d'accroissement du produit national brut par personne occupée au cours de cette période sera relativement faible. En ce qui concerne la période 1965-1975, on a admis sensiblement le même taux que celui de la période de référence.

La combinaison des estimations de la population occupée et de la productivité nous donne des prévisions de l'expansion du *produit national brut* par pays et pour l'ensemble de la Communauté (tableau 1). Ce tableau montre tout d'abord que l'expansion économique dans la Communauté restera élevée, bien que plus modérée que celle de la période de référence. On remarquera aussi que l'éventail des taux d'accroissement des différents pays deviendra moins large. Les extrêmes se situent à 5,8 % (Italie) et 3,9 % (Belgique) par an, tandis que la moyenne est de l'ordre de 4,7 % par an.

D — Quelques implications de la croissance prévue du produit national

Parmi les autres informations que comprend le rapport de la C.E.E., nous résumons ci-dessous une série d'indications qui ont été utilisées dans l'établissement des perspectives énergétiques :

- le produit national brut par habitant (en unités de compte) (tableau 5 A);
- la part relative de chaque pays dans le produit national brut de la Communauté (tableau 6 A);
- la consommation privée par habitant (tableau 5 B).

Pour le produit par habitant, les écarts de pays à pays se réduiraient, mais resteraient encore assez élevés en fin de période de prévision. Bien que le taux d'accroissement en Italie soit beaucoup plus élevé, le niveau en 1975 ne dépasserait que légèrement celui de la Belgique en 1960.

Compte tenu de l'évolution de la population totale, les estimations de la part relative du produit national brut de la Communauté reflètent les mêmes tendances : diminution assez importante de la part de la Belgique et de l'Allemagne; par contre, forte augmentation pour l'Italie; peu de modifications pour la France et les Pays-Bas.

Dans tous les pays, la consommation privée par habitant augmenterait à un rythme plus rapide que le PNB par habitant. La part de la consommation privée dans le PNB augmenterait ainsi légèrement. Pour l'ensemble de la Communauté, elle se situerait à 63 %.

E — Les perspectives dans certains secteurs

Pour les prévisions du secteur énergétique, et notamment pour les estimations détaillées des besoins, il était nécessaire de compléter les prévisions établies dans le rapport du groupe de travail par des indications sur les perspectives de l'industrie et de la sidérurgie.

En ce qui concerne la sidérurgie, grande consommatrice des produits énergétiques, on a retenu des prévisions sur la production d'acier et de fonte (tableau 7). Les chiffres de production d'acier pour 1965 sont les résultats des travaux détaillés effectués dans le cadre des objectifs généraux acier en matière d'évaluation des besoins intérieurs et extérieurs et des possibilités de production ⁽¹⁾. Pour 1970 et 1975, il s'agit d'une estimation plus grossière, admettant une légère baisse de l'élasticité observée dans le passé entre consommation apparente d'acier et production industrielle et une stabilisation des exportations nettes de la Communauté vers le reste du monde.

Pour l'ensemble de la production industrielle, facteur important pour déterminer la consommation d'énergie du secteur de l'industrie, les services de la Haute Autorité ont établi des hypothèses provisoires; ce sujet fait actuellement l'objet d'études détaillées du groupe de travail mentionné plus haut.

La méthode employée pour les estimations de la production industrielle a dû être provisoirement sommaire.

Les indications concernant l'évolution future de la main-d'œuvre dans l'industrie dans les pays de la Communauté sont fragmentaires. Dans le rapport du groupe de travail, des extrapolations jusqu'à 1970 n'ont été mentionnées que pour certains pays. Dans ces conditions, il s'est avéré difficile de suivre la même procédure que celle employée pour le produit national brut, en estimant l'évolution de la productivité et de la main-d'œuvre.

On s'est alors appuyé sur la liaison entre l'évolution de la production industrielle et celle du produit national brut. L'extrapolation à l'aide de cette relation pose des problèmes; notamment, dans les cas où les élasticités ont été très élevées pendant la période de référence, une pure extrapolation impliquerait alors à long terme une forte augmentation de la part relative de l'industrie dans le produit national brut; or, il est fort probable que le rythme de croissance de cette part est lié à la part déjà réalisée. Par exemple, pour l'Italie, la part de l'industrie dans le produit national brut en

⁽¹⁾ Cf. mémorandum sur la définition des « objectifs généraux acier » de la Communauté, *Journal officiel* du 5 avril 1962.

1950 était encore très faible et, en conséquence, l'élasticité dans la période 1950-1960 a été très élevée, de l'ordre de 1,5. L'extrapolation de la même élasticité jusqu'en 1975 impliquerait en cette année une proportion de l'industrie dans le PNB qui serait la plus élevée de tous les pays de la Communauté. Il est dès lors certain que l'évolution aura un caractère asymptotique, c'est-à-dire que l'élasticité diminuera.

Dans cette optique de quinze années, une légère diminution de l'élasticité par rapport à la période 1950-1960 est probablement suffisante ⁽¹⁾. Ainsi que le montre le tableau 8, de 1960 à 1975 les élasticités retenues pour les pays de la Communauté sont assez homogènes (environ 1,2), sauf pour l'Italie, où l'élasticité, quoique réduite par rapport à la période de référence, reste assez élevée (1,4).

Le tableau 6 B résume les parts de chaque pays dans la production industrielle de la Communauté en 1960, 1965, 1970 et 1975.

Tableau 7 — Activité sidérurgique — Production d'acier (en millions de tonnes)

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	14,0	24,5	34,1	38,6	47,5	57,5
Belgique	3,8	5,9	7,2	8,5	10,1	11,0
France	8,7	12,6	17,3	21,7	26,9	31,5
Italie	2,4	5,4	8,2	13,0	16,8	20,0
Luxembourg	2,5	3,2	4,1	4,5	4,9	5,2
Pays-Bas	0,5	1,0	1,9	2,7	3,8	4,8
Communauté	31,9	52,6	72,8	89,0	110,0	130,0

Source: Estimations des services de la Haute Autorité.

Tableau 8 — Production industrielle — Taux de croissance et élasticité par rapport au PNB

Pays	1950-1960		1960-1965		1965-1970		1970-1975	
Allemagne (R.F.)	9,1 %	(1,23)	5,5 %	(1,25)	5,0 %	(1,23)	5,0 %	(1,19)
Belgique	3,0	(1,11)	4,8	(1,25)	4,8	(1,26)	4,8	(1,23)
France	6,4	(1,49)	6,5	(1,24)	5,9	(1,25)	5,5	(1,20)
Italie	8,1	(1,40)	8,8	(1,50)	7,8	(1,37)	6,5	(1,23)
Luxembourg		(—)	4,0	(—)	4,0	(—)	4,0	(—)
Pays-Bas	5,8	(1,18)	5,4	(1,25)	6,0	(1,24)	5,6	(1,20)
Communauté	7,5	(1,36)	6,3	(1,29)	5,9	(1,28)	5,5	(1,20)

(Les chiffres entre parenthèses représentent l'élasticité de la production industrielle par rapport au PNB.)

Source: Estimations des services de la Haute Autorité.

⁽¹⁾ Il faudrait aussi noter que l'indice de la production industrielle correspond à l'indice courant de l'O.C.D.E., qui montre généralement un taux de croissance plus élevé que l'indice de la valeur ajoutée aux prix constants dans l'industrie. C'est pourquoi les élasticités calculées surestiment, dans une certaine mesure, l'accroissement de la part de l'industrie dans le PNB.

Section 2 — Le contexte économique et politique mondial

Il est certain que les perspectives de l'expansion économique de la Communauté ne sont pas indépendantes de l'évolution économique et politique dans le reste du monde.

Dans ce contexte, les prévisions reposent sur l'hypothèse primordiale de l'absence d'une guerre mondiale. Par contre, on ne peut exclure la possibilité de tensions et de conflits localisés, qui peuvent exercer une influence sur les conditions d'approvisionnement énergétique de la Communauté.

Du point de vue économique, les échanges extérieurs, qui montrent souvent une expansion plus rapide que celle du PNB, accentuent toujours davantage les liens entre les économies nationales.

La croissance économique dans la Communauté dépendra donc, dans une certaine mesure, du développement d'une série d'autres pays. Une estimation précise de la croissance économique mondiale n'a pas été effectuée. Mais les taux d'accroissement retenus pour la Communauté reposent sur l'hypothèse que l'évolution dans la Communauté ne sera pas limitée par le commerce extérieur. Il semble que cette hypothèse soit réaliste.

En ce qui concerne les autres pays industrialisés de l'Ouest, on peut trouver des indications sur la croissance économique dans les travaux du comité de politique économique de l'O.C.D.E. On a, dans le cadre de ces études, effectuées par le groupe de travail n° 2, admis l'hypothèse d'une croissance de 50 % dans les années 1960 à 1970, et les implications au niveau de la politique économique sont en cours de discussion.

La croissance escomptée pour les principaux pays industrialisés semble en harmonie avec les perspectives que nous venons d'esquisser pour la Communauté.

D'autre part, il est presque certain que dans les quinze années à venir le problème clef de l'économie mondiale sera celui de la croissance des pays en voie de développement. Cette évolution sera, dans une large mesure, influencée par l'expansion des pays industrialisés. Il semble que ce sera la croissance de la Communauté qui déterminera le développement du tiers monde plutôt que l'inverse.

En définitive, les perspectives économiques admises pour la Communauté dans le présent rapport supposent une relative stabilité politique dans le monde et une croissance économique assez rapide dans les autres pays industrialisés.

Deuxième partie

Les perspectives de besoins d'énergie

Chapitre 2

Généralités sur la méthode d'évaluation des besoins

L'objet de ce chapitre est d'indiquer les caractéristiques méthodologiques principales de l'évaluation des besoins qui sera exposée au chapitre suivant.

A — Perspectives conditionnelles

Les estimations de besoins d'énergie qui sont données dans ce rapport sont des *perspectives conditionnelles*, établies dans certaines perspectives économiques générales, celles qui ont été indiquées dans la première partie. Il en résulte que, si les perspectives générales ne se réalisaient pas, les indications en matière d'énergie seraient à retoucher; on indiquera, au chapitre 3, section 3, l'incertitude qui, de ce chef, peut entacher les chiffres relatifs à l'énergie.

Dans le même ordre d'idées, il faut rappeler que les besoins d'énergie sont évalués dans l'hypothèse d'une conjoncture moyenne, ainsi que dans des conditions moyennes de climat et d'hydraulicité.

B — Synthèse de résultats économiques et d'informations directes

La méthode générale de prévision a consisté à faire la synthèse des enseignements qu'apporte l'étude du passé sur la liaison entre consommation d'énergie et développement économique et des informations directes, d'origine plutôt technique, disponibles sur l'évolution de certaines consommations spécifiques.

On pourrait évidemment être tenté de prévoir de façon systématique la consommation de chaque catégorie détaillée de consommateurs et d'en faire la somme pour chaque pays ou pour la Communauté tout entière.

Cette méthode se heurte à un obstacle général, auquel s'ajoutent actuellement des difficultés supplémentaires. On a donc dû se limiter à un petit nombre de grands secteurs.

Pour une quantité appréciable de débouchés (plus de 30 %), on se trouve en face de consommateurs très nombreux, pour lesquels il est exclu de faire le recensement des besoins : c'est le cas des foyers domestiques et de la consommation des véhicules. Il est alors nécessaire de procéder à des analyses statistiques portant sur des ensembles de consommateurs aussi homogènes que possible, qu'il s'agisse d'analyse de séries statistiques rétrospectives ou d'analyses par sondage.

De plus, on est limité actuellement par la pénurie d'informations :

- Ce n'est que dans des cas limités — mise au mille de coke à la sidérurgie, consommation de combustibles des centrales thermiques — qu'on dispose d'études technico-économiques suffisantes pour prévoir l'évolution des consommations unitaires d'énergie. La Haute Autorité a confié à des instituts de recherche le soin de mener des enquêtes sur d'autres points, mais les résultats ne seront pas disponibles avant plusieurs mois.
- Les perspectives de développement économique ne sont connues, comme on l'a vu plus haut, que de façon assez globale. On ne dispose pas, actuellement, de prévisions des niveaux d'activité de chaque branche industrielle (chimie, ciment, textiles, etc.) et l'on ne connaît pas non plus la structure future de la répartition des revenus, qui influera sur la consommation d'énergie des diverses catégories sociologiques de ménages. Là aussi, des études sont en cours au sein des services des Communautés européennes, mais il ne faut pas escompter disposer de résultats détaillés avant de nombreux mois.

Il était, alors, nécessaire de se limiter à une méthode visant à extraire du passé le maximum d'enseignements et à compléter ou retoucher ceux-ci par toutes les informations directement disponibles.

En fait, les variables représentatives du développement économique qui ont été utilisées sont le produit national brut et l'indice de la production industrielle. Pour les secteurs où des renseignements sur les consommations unitaires étaient disponibles, ces variables ont servi de cadre économique général; pour les autres secteurs, l'examen des séries rétrospectives a permis de dégager la liaison passée entre la consommation d'énergie et le produit national ou la production industrielle; les prévisions ont été faites sur la base de ces relations, éventuellement retouchées pour tenir compte d'informations complémentaires ⁽¹⁾.

(1) Cf. annexe 1 : Généralités sur les méthodes de prévision des besoins d'énergie.

C — Synthèse d'une analyse globale et d'une analyse par secteur

Deux analyses ont été menées parallèlement : l'une porte sur la consommation d'énergie de l'économie considérée dans son ensemble, l'autre examine séparément les grands secteurs utilisateurs. Les résultats ont ensuite été confrontés par des ajustements successifs; et, en accordant une préférence à l'approche sectorielle, on est parvenu à une estimation unique pour la consommation globale ⁽¹⁾.

D — Évaluation en énergie primaire — Distinction entre combustibles et électricité

La juxtaposition de sources d'énergie différentes pouvant rendre des services analogues et la transformation de certaines formes d'énergie en d'autres posent de délicats problèmes, bien connus, mais difficiles à résoudre.

Une méthode d'approche pourrait consister, à partir du consommateur final, à répartir ses besoins entre les diverses formes d'énergie, puis à en déduire l'activité des divers transformateurs d'énergie, et finalement les besoins d'énergie primaire. Une telle méthode suppose le recours immédiat à la comparaison des coûts pour l'utilisateur des diverses formes d'énergie, élément fondamental pour déterminer la répartition des besoins de chaque consommateur final.

On a préféré procéder en deux étapes et, réservant pour la quatrième partie la répartition de la couverture des besoins entre les diverses sources primaires, se limiter actuellement à une étude globale destinée à mettre en place les ordres de grandeur des consommations des divers secteurs; ce n'est qu'ensuite qu'on procédera à la régionalisation des besoins, nécessaire à une étude des coûts comparés au niveau de l'utilisateur.

Il est alors nécessaire d'évaluer les diverses énergies avec une unité commune; on a raisonné en énergie primaire équivalente, ce qui permet les additions, sous réserve de quelques ajustements statistiques d'ampleur limitée ⁽²⁾, et évite d'explicitier tous les stades de la transformation. Mais, au niveau du consommateur final, on a jugé utile d'analyser séparément les besoins de combustibles et les besoins d'électricité ⁽³⁾.

⁽¹⁾ Cf. annexe 1, section III.

⁽²⁾ Cf. annexe 1.

⁽³⁾ Sur le caractère parfois un peu imprécis de cette distinction, cf. annexe 1.

En définitive, on a procédé aux analyses suivantes :

	Combustibles	Carburants	Électricité
1. Consommation finale par secteur (sidérurgie, autres industries, transports, secteur domestique)	X_1	X_2	Y_1
2. Consommation des producteurs primaires, des transformateurs et distributeurs d'énergie ⁽¹⁾	X_3		Y_2
3. Besoins totaux d'électricité. Confrontation de L avec les résultats d'estimations globales			$L = Y_1 + Y_2$
4. Centrales électriques (production L)			
a) Besoins en énergie primaire correspondant à la production hydraulique, géothermique, nucléaire et aux besoins couverts par le commerce extérieur	X_4		
b) Besoins en combustibles des centrales thermiques classiques	X_5		
5. Besoins intérieurs totaux en énergie primaire. Confrontation de E avec les résultats d'estimations globales	$E = X_1 + X_2 + X_3 + X_4 + X_5$		

Ces analyses sont limitées à l'étude des besoins intérieurs, à l'exclusion des exportations et des soutes.

E — Évaluation par pays

A cette étape du travail, on avait le choix entre deux procédures : raisonner directement au niveau de la Communauté ou procéder à des analyses par pays. En fait, la seconde formule s'imposait, pour trois raisons fondamentales :

- Dans la suite des travaux, il est nécessaire de procéder à une régionalisation des besoins, pour évaluer les coûts au niveau de l'utilisateur; toutes informations permettant de faciliter cette régionalisation étaient donc souhaitables.
- Les structures économiques des divers pays de la Communauté sont très différentes et le resteront longtemps ⁽²⁾. On a donc toutes chances d'améliorer la prévision en examinant chaque pays séparément. De plus, des comparaisons entre pays fournissent des enseignements très intéressants.
- Les consultations d'experts ne sont possibles et fructueuses que si l'on dispose de chiffres par pays.

⁽¹⁾ L'estimation rigoureuse de ces besoins ne peut se faire que lorsqu'on connaît la répartition des besoins entre produits. Mais on peut en donner une évaluation approchée avec une assez bonne précision.

⁽²⁾ On verra un exemple particulièrement net avec la sidérurgie (cf. annexe 3).

F — Évaluation en unités physiques et non en valeur

Conformément aux habitudes courantes, on a évalué les besoins en unités physiques (la tonne d'équivalent charbon), ce qui rend plus facile l'interprétation de besoins primaires. Il est probable d'ailleurs qu'au niveau des consommateurs de l'industrie (et des transports) ce sont les consommations physiques qui sont étroitement liées aux niveaux d'activité (du fait des contraintes techniques)⁽¹⁾; par contre, au niveau du consommateur domestique, on peut se demander si le montant des dépenses d'énergie n'est pas un élément sur lequel il serait préférable de raisonner.

G — Caractère indicatif des perspectives

Il faut considérer les chiffres obtenus beaucoup plus comme des *indications de tendances* et des points de repère que comme des prévisions rigoureuses. Si l'unité adoptée est le million de tonnes d'équivalent charbon, et si tous les résultats sont donnés avec cette précision apparente, il s'agit là seulement d'une procédure commode pour que tous les tableaux s'emboîtent bien les uns dans les autres, aux différents degrés de détail de l'analyse; mais cela ne signifie nullement qu'on prétende atteindre une telle exactitude. En fait, des développements assez longs sont consacrés au chapitre 3 à mettre en lumière l'origine et l'ampleur des incertitudes. Ce n'est qu'après de nouveaux et longs travaux que ces incertitudes pourront être réduites. Néanmoins, on peut penser que les tendances générales qui se dégagent ci-dessous correspondent bien à ce qu'il est aujourd'hui possible de prévoir. La suite de l'exposé montrera d'ailleurs que, sur la plupart des points essentiels, les conclusions fondamentales de l'étude ne sont pas affectées par les incertitudes en matière de besoins.

Chapitre 3

Les besoins totaux d'énergie

Les méthodes d'évaluation des besoins futurs en équivalent d'énergie primaire, qui ont été sommairement esquissées au chapitre précédent, ont permis d'aboutir aux chiffres de ce chapitre. On présentera d'abord l'évolution des besoins globaux, puis celle des besoins des grands secteurs.

⁽¹⁾ On ne doit toutefois pas négliger l'éventualité que le niveau du prix de l'énergie, par rapport au niveau général des prix, ait une certaine influence sur les besoins d'énergie de l'industrie. Ce problème, très difficile et fort peu élucidé, sera évoqué au chapitre 4.

Pour des raisons de présentation, l'ordre dans lequel les estimations ont été effectivement établies est ainsi partiellement renversé. En effet, les prévisions n'ont pas consisté en la répartition par secteur d'une quantité globale fixée préalablement, mais plutôt en l'agrégation d'une série de prévisions particulières recoupée par une estimation globale. Il est cependant plus commode, dans l'exposé, de prendre comme point de départ une vue globale.

Enfin, on notera que les tableaux présentent généralement des chiffres arrondis. On ne s'étonnera donc pas de légères différences entre les chiffres relatifs à l'ensemble de la Communauté et la somme de postes par pays.

Section 1 — Besoins intérieurs globaux

Face à une consommation d'environ 460 millions de tec en 1960, les besoins globaux de la Communauté, exprimés en équivalent charbon, passeraient à 700 millions de tec en 1970 et atteindraient environ 850 en 1975 (tableau 9 A), soit une augmentation d'environ 50 % en dix ans et de 85 % en quinze ans ⁽¹⁾ ⁽²⁾.

Tableau 9 — Consommations globales d'énergie primaire

A — Montants absolus en millions de tec

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	129,0	180,9	205,3	239	282	330
Belgique	28,4	33,5	33,9	37	42	48
France	82,5	102,4	121,9	151	187	231
Italie	26,2	43,0	65,6	99	137	176
Luxembourg	3,0	4,0	4,6	6,1	6,6	7,1
Pays-Bas	20,0	25,2	30,1	38	46	55
Communauté ⁽¹⁾	289	389	461	570	700	847

B — Taux annuel de croissance ⁽²⁾

Pays	1950-1955	1955-1960	1960-1965	1965-1970	1970-1975
Allemagne (R.F.)	7,0	2,7	3,0	3,4	3,2
Belgique	3,4	0,3	1,8	2,7	2,5
France	4,4	3,6	4,4	4,3	4,3
Italie	10,4	8,8	8,6	6,6	5,2
Luxembourg	3,9	2,8	5,7	1,6	1,5
Pays-Bas	4,7	3,6	4,9	3,8	3,8
Communauté	6,1	3,5	4,3	4,2	3,9

⁽¹⁾ Les chiffres de la Communauté peuvent différer légèrement de la somme des postes en raison d'arrondissements.

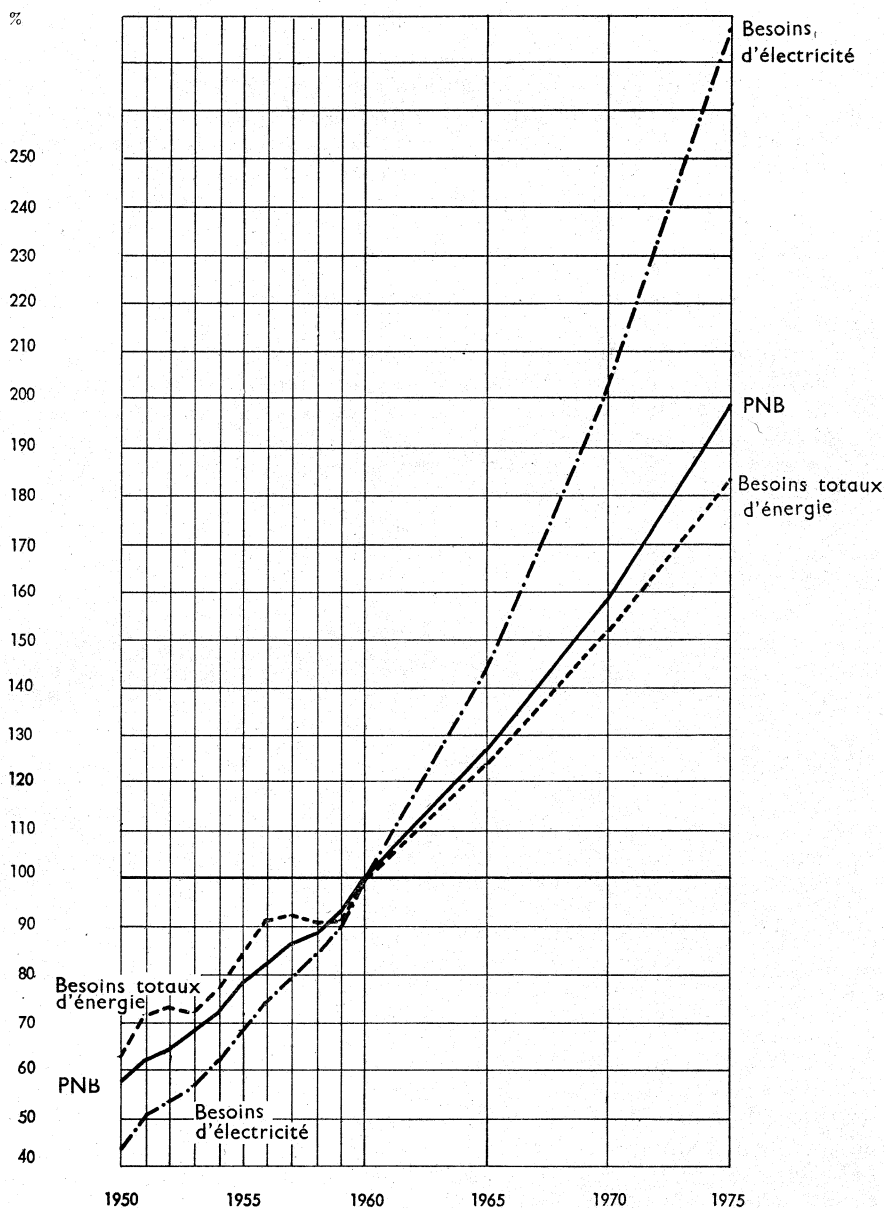
⁽²⁾ Calculé sur la base des données non arrondies, en comparant les deux années limites.

⁽¹⁾ Le détail des chiffres par pays et par secteur figure dans l'annexe 2.

⁽²⁾ Ces chiffres ne comprennent ni les soutes, ni les exportations, qui représentaient en 1960 respectivement 4 % et 5 % des besoins intérieurs.

Graphique 1

Évolution comparée du PNB, des besoins totaux d'énergie et des besoins d'électricité dans la Communauté entre 1950 et 1975



Pour l'ensemble de la Communauté, le *taux annuel d'accroissement* de la consommation totale d'énergie, qui a été de 4,8 % pendant la période 1950-1960, ne serait donc plus que de 4,3 % entre 1960 et 1970; cette réduction refléterait pratiquement le ralentissement dans le rythme d'expansion de l'activité économique générale partiellement compensé par un relèvement progressif de l'élasticité entre consommation et produit national brut (0,86 entre 1950 et 1960; 0,91 entre 1960 et 1970).

Les différences de taux d'accroissement d'un pays à l'autre résultaient dans le passé à la fois d'écarts dans le rythme de développement économique, de disparités dans les déformations de structure (industrialisation plus rapide en Italie qu'ailleurs, par exemple) et d'importants écarts dans l'amélioration des rendements. Pour le futur, on a admis que le progrès technique serait assez semblable d'un pays à l'autre, si bien que les différences des taux de croissance des besoins d'énergie sont dues surtout aux deux premiers facteurs.

Si l'on tient compte de l'augmentation de la population de la Communauté, l'accroissement de la *consommation d'énergie par habitant* serait de 40 % en dix ans pour l'ensemble de la Communauté; on passerait ainsi de 2,7 tec par tête en 1960 à 3,8 en 1970 (avec un rapprochement des niveaux de consommation des différents pays membres, cf. tableau 10). Mais la comparaison de ce chiffre avec celui d'autres pays ramène à leurs justes proportions les perspectives de 1970 : le niveau de la consommation moyenne par habitant prévu pour cette date serait encore bien inférieur au niveau britannique d'aujourd'hui (4,8 en 1960) et n'atteindrait même pas la moitié du niveau actuel des États-Unis, alors que le produit national par tête dans la Communauté atteindrait environ 60 % du niveau *actuel* de ce pays.

Tableau 10 — Consommation d'énergie par habitant (en kg équivalent charbon)

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	2.699	3.604	3.845	4.300	4.900	5.500
Belgique	3.302	3.764	3.685	3.940	4.400	4.800
France	1.978	2.365	2.679	3.200	3.800	4.500
Italie	562	894	1.328	1.940	2.600	3.200
Luxembourg	10.000	13.333	15.333	18.770	19.700	20.700
Pays-Bas	1.980	2.333	2.617	3.150	3.600	4.100
Communauté	1.863	2.410	2.726	3.250	3.800	4.500
Grande-Bretagne			4.800			
États-Unis			8.200			

Enfin, l'égalisation, dans la Communauté, des niveaux de consommation par habitant se traduirait par une modification assez sensible de la *répartition par pays* des besoins d'énergie de la Communauté (voir tableau 11). Pour prendre les cas frappants, la part de l'Italie passerait, pour l'énergie totale, de 14 % en 1960 à 20 % en 1970, tandis que celle de l'Allemagne se réduirait de 44 % en 1960 à 40 % en 1970.

Tableau 11 — Répartition par pays de la consommation d'énergie de l'ensemble de la Communauté (en %)

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	44,7	46,5	44,5	41,8	40,3	38,9
Belgique	9,8	8,6	7,4	6,5	6,1	5,7
France	28,5	26,3	26,4	26,5	26,6	27,2
Italie	9,1	11,1	14,2	17,4	19,5	20,8
Luxembourg	1,0	1,0	1,0	1,1	0,9	0,8
Pays-Bas	6,9	6,5	6,5	6,7	6,6	6,6
Communauté	100	100	100	100	100	100

Section 2 — Les besoins des grands secteurs consommateurs

La présente section étudie les besoins d'énergie par secteur. Parmi les utilisateurs finals, on distinguera : la sidérurgie, les autres industries, les transports, le secteur domestique. D'autre part, les centrales thermiques seront isolées, si bien que, pour éviter les doubles emplois, la consommation des quatre secteurs précédents ne comprendra pas l'électricité, dont l'analyse sera faite séparément. Enfin, on examinera la consommation propre des producteurs et transformateurs d'énergie.

A — Sidérurgie

Les besoins d'énergie de la sidérurgie sont directement fonction de la production de fonte et d'acier ⁽¹⁾.

Comme on l'a indiqué au chapitre 1 (tableau 7), on a retenu en 1965 le chiffre de 89 millions de tonnes correspondant aux besoins évalués dans les objectifs généraux acier, et ultérieurement des niveaux de production de 110 millions de tonnes en 1970 et 130 millions de tonnes en 1975.

On a, de plus, admis que la mise au mille de fonte à l'aciérie diminuerait encore quelque peu dans la Communauté (avec, d'ailleurs, des mouvements divergents en Italie et, jusqu'en 1965, aux Pays-Bas).

La consommation de coke augmentera beaucoup moins vite que la production de fonte; en effet, on prévoit une forte réduction de la mise au mille de coke au haut fourneau (24 % en dix ans), grâce à la préparation des charges, à la part coissante de minerais riches et à l'injection de combustible liquide ou gazeux; cette baisse ne sera compensée que très partiellement par une augmentation de la consommation de coke dans les installations

⁽¹⁾ Cf. annexe 3 : Les besoins d'énergie dans la sidérurgie.

d'agglomération. Les hypothèses retenues pour la Communauté figurent au tableau 12 ⁽¹⁾ ⁽²⁾.

Tableau 12 — Évolution de la consommation d'énergie dans la sidérurgie

	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Production d'acier (millions de tonnes)	31,8	52,6	72,8	89	110	130
2. Mise au mille de fonte à l'aciérie (kg)	822	780	740	735	720	690
3. Production de fonte brute, y compris fonte de moulage (millions de tonnes)	26,1	41,0	54,0	66	79	90
4. Mise au mille de coke au haut fourneau (kg)	947	970	883	750	670	640
5. Consommation de coke au haut fourneau (millions de tonnes réelles)	24,7	39,9	47,8	49,2	53,4	57,7
6. Consommation de coke au haut fourneau (millions de tec)	23,6	38,2	45,8	47,0	51,1	55,2
7. Consommation de combustibles solides pour l'agglomération (millions de tec)	19,9	1,6	3,2	6,7	10,0	12,0
8. Autres besoins d'énergie non électrique (millions de tec)		25,1	29,0	34,3	39,9	43,3
9. Consommation brute d'énergie du secteur (6+7+8) (millions de tec)	43,5	64,9	78,0	88,0	101,0	110,5
10. Production de gaz de haut fourneau (millions de tec)	14,0	22,0	26,0	24,3	24,0	24,9
11. Consommation nette d'énergie du secteur (9-10)	29,5	42,9	52,0	63,7	77,0	85,6

⁽¹⁾ Les détails par pays figurent dans l'annexe 3.

⁽²⁾ Ces chiffres ont été établis en faisant l'hypothèse qu'il y a seulement évolution des techniques du haut fourneau et non révolution ou mutation dans les procédés de réduction de minerai. Si la technique de réduction directe au gaz naturel devient susceptible d'applications industrielles, la consommation de coke peut être différente des chiffres envisagés. Pareille perspective n'est pas à retenir pour 1965; elle ne peut être rejetée pour 1970, mais n'aurait qu'une portée limitée. Par contre, en 1975 elle peut avoir des répercussions sérieuses. Ainsi, supposons à titre d'exemple que le procédé soit au point en 1965 et que la moitié des installations nouvelles mises en œuvre entre 1965 et 1975 l'utilisent, la production de fonte au haut fourneau serait en 1975 de $65 + \frac{1}{2} (90-65) = 78$ millions de tonnes au lieu de 90; les besoins de coke seraient réduits de 10 à 15 %.

En définitive, face à une augmentation de production industrielle de 81 % entre 1960 et 1970, les pourcentages d'accroissement suivants sont retenus :

Production d'acier	51 %
Production de fonte	47 %
Consommation de coke au haut fourneau	12 %

B — Autres industries

Les besoins de ce secteur sont fonction du niveau d'activité générale du secteur, des modifications de structure qui se produisent à l'intérieur de celui-ci en faveur ou au détriment des industries fortes consommatrices d'énergie et, enfin, des économies d'énergie dans chaque branche ⁽¹⁾.

Les études qui ont pu être faites avec les informations actuellement existantes sur l'évolution des dix dernières années ont abouti aux résultats suivants :

- Les modifications de structure de l'industrie — c'est-à-dire de l'importance relative des diverses branches dans l'ensemble de l'industrie — ont peu influencé la consommation d'énergie. On trouve, en effet, dans les branches dont l'activité a augmenté plus vite que la moyenne de l'industrie aussi bien les industries mécaniques et électriques à faible consommation d'énergie que la chimie à grosse consommation d'énergie; de même, dans les branches à développement lent figurent d'une part les textiles, d'autre part les industries alimentaires et, dans une certaine mesure, les matériaux de construction.
- La réduction des consommations unitaires est variable d'un pays à l'autre; à l'exception de l'Italie, elle semble avoir été d'autant plus forte que le rythme de croissance de la production industrielle a été plus élevé. Cela pourrait s'expliquer par la possibilité qu'ouvre une croissance rapide de mettre en œuvre sans délai et à grande échelle les derniers perfectionnements techniques. Il se peut également que la substitution du fuel et du gaz au charbon ait favorisé cette évolution.

Pour le futur, on a admis que le ralentissement escompté du rythme de croissance entraînerait également un ralentissement dans les économies d'énergie, qui ne seraient plus que de 2,4 % par an pour l'ensemble de la Communauté, au lieu de 3,1 % entre 1950 et 1960. En l'absence d'informations détaillées sur les perspectives économiques générales, il a été impossible jusqu'à maintenant de tenir compte d'éventuelles modifications de la part relative de chaque branche industrielle.

En définitive, on a admis que les besoins de l'industrie en combustibles passeraient de 88 millions de tec en 1960 à 125 en 1970 et 143 en 1975. L'accroissement entre 1960 et 1970 serait ainsi de 42 %, soit un taux annuel de 3,6 %. Comme le rythme de croissance de la production industrielle de la

⁽¹⁾ Cf. annexe 4 : Les besoins de combustibles des autres industries.

Communauté a été estimé à 6,1 %, on obtient ainsi une élasticité apparente de 0,6 (soit environ le même chiffre qu'entre 1950 et 1960) ⁽¹⁾.

Tableau 13 — Consommation de combustibles dans l'industrie (en millions de tec)

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	22,3	33,3	36,4	41,0	45,7	50,9
Belgique	5,3	5,3	4,7	5,2	5,8	6,5
France	15,9	18,5	23,4	27,7	32,0	36,4
Italie	5,8	9,8	17,1	24,9	33,0	39,2
Luxembourg	0,06	0,10	0,11	0,12	0,14	0,16
Pays-Bas	3,6	4,5	5,8	6,9	8,4	10,0
Communauté ⁽¹⁾	53	72	88	106	125	143

⁽¹⁾ Chiffres arrondis.

C — Les transports ⁽²⁾

Déjà actuellement, la majeure partie de l'énergie utilisée dans ce secteur l'est par les transports routiers (plus de 70 % en 1960), et le phénomène s'amplifiera.

Au cours des dernières années, le parc de *voitures* particulières dans la Communauté a connu un développement très rapide. Celui des véhicules utilitaires n'augmentait que de façon assez lente, quoique régulière.

Parc automobile dans la Communauté (en 1.000 unités)

	1955	1960	1965
Voitures de tourisme	6.181	12.984	23.500
Véhicules utilitaires	2.314	3.112	3.500

D'ici 1965 on prévoit, dans la plupart des pays, un certain infléchissement du rythme de croissance du parc automobile. Ces ralentissements s'accroîtraient après 1965. Les courbes de prévision prennent ainsi une forme logistique. Elles déterminent évidemment dans une mesure appréciable l'évolution des besoins de carburants. En ce qui concerne les différents pays de la Communauté, il faut pourtant tenir compte du fait que le degré de motorisation reste encore assez différent de pays à pays et que les phénomènes de saturation ne se manifesteront probablement pas au même moment et avec la même intensité dans tous les pays.

⁽¹⁾ Cf. annexe 1 pour l'explication de ce point.

⁽²⁾ Cf. annexe 5. Tel qu'il est considéré dans la présente étude, ce secteur comprend la consommation du matériel agricole et du matériel utilisé dans les travaux publics. Dans l'annexe 5, des mises à jour à la date du 30 juillet 1963 ont été incorporées, ce qui explique quelques différences par rapport aux chiffres du présent paragraphe. Ces différences ne sont significatives que pour l'estimation relative à l'année 1975, qui a été réduite, principalement en raison d'une diminution du chiffre de consommation de diesel-oil en République fédérale.

En ce qui concerne la *consommation unitaire*, on a, au cours des dernières années, observé dans la plupart des pays de la Communauté une forte réduction de la consommation unitaire d'essence-auto, tandis que celle de diesel restait beaucoup plus stable.

En général, on s'attend à une poursuite de la réduction de la consommation unitaire qui, dans certains pays, serait néanmoins freinée par l'augmentation de la cylindrée moyenne.

Dans les *chemins de fer*, le phénomène fondamental à noter est la poursuite du processus d'électrification et de diésélisation d'un grand nombre de lignes. Il en résulte à la fois une modification de forme d'énergie et une forte réduction des consommations spécifiques (à la tonne-kilomètre ou au train-kilomètre).

Ces considérations ont conduit à estimer que les besoins d'énergie non électrique du secteur « transports » passeraient de 59 millions de tec en 1960 à 102 millions en 1970 et 128 millions en 1975.

Tableau 14 — Consommation d'énergie non électrique dans le secteur transports (en millions de tec)

Pays	1950	1955	1960	1965 ⁽¹⁾	1970 ⁽¹⁾	1975 ⁽¹⁾
Allemagne (R.F.)	14,8	20,2	23,9	31	38	46
Belgique	3,1	3,6	3,7	5	5	6
France	13,3	15,4	17,2	22	26	33
Italie	3,8	6,5	9,8	16	24	32
Luxembourg	0,16	0,16	0,17	0,3	0,3	0,4
Pays-Bas	2,4	2,9	4,1	6	8	10
Communauté ⁽²⁾	38	49	59	80	102	128

⁽¹⁾ Chiffres arrondis au million de tec.

⁽²⁾ Les chiffres de la Communauté peuvent différer de la somme des postes en raison d'arrondissements.

D — Le secteur domestique ⁽¹⁾

Ce secteur est hétérogène : il comprend les ménages, les administrations, les commerces, l'artisanat et les consommations du secteur agricole, à l'exception de celle des tracteurs agricoles, reprise dans les transports. La délimitation du secteur varie parfois de pays à pays. Dans l'interprétation des statistiques rétrospectives, on est souvent gêné par le fait que la tendance à long terme est masquée par les fluctuations dues à la température et aux variations de stocks.

Le niveau des consommations par habitant dans les pays de la Communauté et l'évolution au cours de la décennie reflètent surtout l'incidence des facteurs de revenu et des conditions climatiques.

⁽¹⁾ Cf. annexe 6 : Les besoins d'énergie non électrique du secteur domestique.

Tableau 15 — Consommation d'énergie non électrique dans le secteur domestique

A — Montants absolus, en millions de tec

Pays	1950	1955	1960	1965 ⁽¹⁾	1970 ⁽¹⁾	1975 ⁽¹⁾
Allemagne (R.F.)	23,5	39,2	43,5	51	56	60
Belgique	8,9	9,9	9,4	10	11	11
France	18,5	23,2	26,0	32	38	45
Italie	3,4	5,8	9,1	13	18	23
Luxembourg	0,24	0,30	0,36	0,4	0,5	0,5
Pays-Bas	6,7	7,7	8,3	9	10	11
Communauté ⁽²⁾	61	86	97	116	133	151

B — Par habitant, en kg équivalent charbon

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	491	781	815	910	970	1.000
Belgique	1.030	1.116	1.027	1.103	1.094	1.095
France	443	536	571	674	764	864
Italie	73	121	184	257	343	428
Luxembourg	811	987	1.147	1.292	1.463	1.507
Pays-Bas	662	716	723	760	800	840
Communauté	394	533	570	658	729	794

⁽¹⁾ Chiffres arrondis au millions de tec.⁽²⁾ Les chiffres de la Communauté peuvent différer de la somme des postes en raison d'arrondissements.

Pour les estimations futures, on a relié les consommations de ce secteur à un indicateur de revenu (le produit national brut) et à un facteur de tendance. Quoique les ménages ne constituent qu'une fraction du secteur, on a également tenté d'évaluer les consommations en fonction de l'évolution prévue du parc de logements.

Les travaux effectués aboutissent pour la Communauté à faire passer la consommation de 97 millions de tec en 1960 à 133 en 1970 et 151 en 1975; la marge d'incertitude est assez élevée. Pendant les dix années considérées (1960-1970), la consommation augmenterait donc d'environ 38 %, à un rythme d'environ 3,3 % par an. Pendant la période 1950-1960, l'accroissement global a été de 58 %, soit un rythme d'environ 4,7 % par an. Le ralentissement traduit une saturation progressive des besoins, avec ralentissement de l'accroissement aussi bien du parc de logements que des consommations par logement.

E — Les besoins d'électricité

Les besoins d'électricité de chaque pays ont été estimés globalement et par secteur selon des méthodes analogues à celles utilisées pour l'estimation des besoins globaux d'énergie ⁽¹⁾.

⁽¹⁾ Cf. annexe 7 : Les besoins d'électricité.

Il faut noter seulement que, dans le passé, la consommation d'électricité est liée de façon moins étroite que la consommation globale d'énergie aux indicateurs de l'activité économique générale, et qu'elle semble évoluer pour une large part selon un trend autonome. Cela renforce la qualité des prévisions, dans la mesure où l'incertitude sur le rythme d'expansion économique a moins d'influence; mais cela l'atténue aussi, dans la mesure où l'on ne sait pas si le trend autonome gardera la même intensité pendant les quinze prochaines années.

Les chiffres qui ont été finalement retenus sont consignés dans le tableau 16. La consommation de la Communauté passerait ainsi de 285 TWh en 1960 à 574 en 1970 et 790 en 1975. Le taux moyen de croissance sur la période 1960-1970 serait d'environ 7,2 % par an (soit le doublement en dix ans).

Le taux de croissance des besoins d'électricité est ainsi nettement plus élevé que celui des besoins globaux d'énergie. C'est ce qu'on observe depuis de nombreuses années. Cela signifie que la fraction d'énergie primaire consommée finalement sous forme d'électricité va en croissant.

Tableau 16 — Évolution de la consommation d'électricité

A — Montants absolus en milliards de kWh bruts

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	46,9	80,0	120,6	170	234	316
Belgique	9,0	11,9	15,2	20	27	36
France	34,8	51,5	74,8	108	155	218
Italie	24,8	38,1	56,1	83	119	166
Luxembourg	0,7	1,1	1,6	3,5	4,4	4,9
Pays-Bas	7,4	11,4	16,5	24	34	49
Communauté ⁽¹⁾	124	194	285	409	574	789

B — Taux annuel de croissance en % ⁽²⁾

Pays	1950-1955	1955-1960	1960-1965	1965-1970	1970-1975
Allemagne (R.F.)	11,3	9,5	7,1	6,6	6,2
Belgique	5,7	5,0	5,8	6,0	5,7
France	8,2	7,7	7,6	7,5	7,0
Italie	9,0	8,0	8,2	7,5	6,8
Luxembourg	9,5	7,8	17,5	4,4	2,3
Pays-Bas	9,0	7,6	7,5	7,6	7,2
Communauté	9,4	9,4	7,5	7,0	6,5

⁽¹⁾ Les chiffres de la Communauté peuvent différer légèrement de la somme des postes en raison d'arrondissements.

⁽²⁾ Calculé sur la base de données non arrondies, en comparant les deux années limites.

Par habitant (tableau 17), la consommation augmenterait presque de 87 % entre 1960 et 1970, et les écarts entre pays s'atténueraient. Toutefois, avec 3.100 kWh par habitant en 1970, on resterait encore en dessous du niveau actuel des États-Unis (4.650 kWh en 1960).

Tableau 17 — Consommation apparente d'électricité par habitant (en kWh)

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	980	1.195	2.259	3.070	4.100	5.300
Belgique	1.042	1.341	1.660	2.140	2.800	3.600
France	834	1.190	1.642	2.290	3.100	4.200
Italie	532	793	1.137	1.640	2.300	3.100
Luxembourg	2.365	3.618	5.095	10.830	13.000	14.200
Pays-Bas	734	1.060	1.436	1.950	2.700	3.600
Communauté	796	1.202	1.683	2.330	3.100	4.200

M.B. Ces chiffres correspondent au quotient de la consommation globale brute de chaque pays par la population. Du fait des pertes à la production, au transport et à la distribution, ils sont donc supérieurs aux consommations effectives.

F — Les besoins en combustibles des centrales thermiques

Une partie de la consommation d'électricité sera couverte par la production des centrales hydrauliques, géothermiques et nucléaires, et par des importations nettes. Les chapitres 11 et 12 développent les considérations qui justifient, pour ces trois types de centrales, les chiffres de production (auxquels ont été ajoutées les importations nettes) :

106 TWh en 1960, 156 en 1970, 230 en 1975,

soit un accroissement de 47 % en dix ans.

Le reste de la production sera obtenu dans des centrales thermiques classiques ⁽¹⁾.

Dans ces centrales, les consommations unitaires continueraient à décroître, par suite de l'amélioration des rendements. Le tableau 18 donne l'évolution prévue pour la consommation unitaire moyenne des centrales publiques dans chacun des six pays. Les réductions entre 1960 et 1970 seraient de l'ordre de 15 % (soit environ 1,6 % par an).

En admettant le même *rythme* de réduction pour l'ensemble des centrales thermiques, on aboutit à des besoins de combustibles dans les centrales thermiques de 151 millions de tec en 1970 et de 190 millions en 1975 (1960 : 81 millions).

⁽¹⁾ Cf. annexe 8 : Les besoins en combustibles des centrales thermiques classiques. Cette annexe incorpore également des mises à jour d'ordre statistique.

Tableau 18 — Évolution prévue de la consommation unitaire moyenne dans les centrales publiques (en kcal/kWh brut)

Pays	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	2.850	2.560	2.410	2.300
Belgique	2.830	2.560	2.410	2.300
France	2.600	2.420	2.280	2.200
Italie	2.760	2.470	2.350	2.250
Pays-Bas	2.830	2.560	2.410	2.300

G — La consommation propre des producteurs et transformateurs d'énergie et les pertes

Ce poste groupe toutes les consommations d'énergie *non électrique* qui n'atteignent pas le stade de la consommation finale ou de la transformation en énergie secondaire. L'ensemble du poste, qui ne comprend donc pas de consommation d'électricité, représente 13,2 % des besoins totaux d'énergie en 1950 et 9,3 % en 1960.

A ce stade de l'analyse, il est impossible d'établir des estimations précises sur le niveau futur des consommations. Celles-ci dépendent en effet du volume de production des différents producteurs d'énergie, qui ne peut être estimé qu'après le partage de la couverture des besoins entre les diverses sources d'énergie et entre la production intérieure et l'importation.

On a cependant tenté une approximation en s'inspirant de l'évolution 1950-1960 et en retouchant cette extrapolation en fonction des marges entre lesquelles pourraient se situer les niveaux de production énergétique d'ici dix à quinze ans ⁽¹⁾.

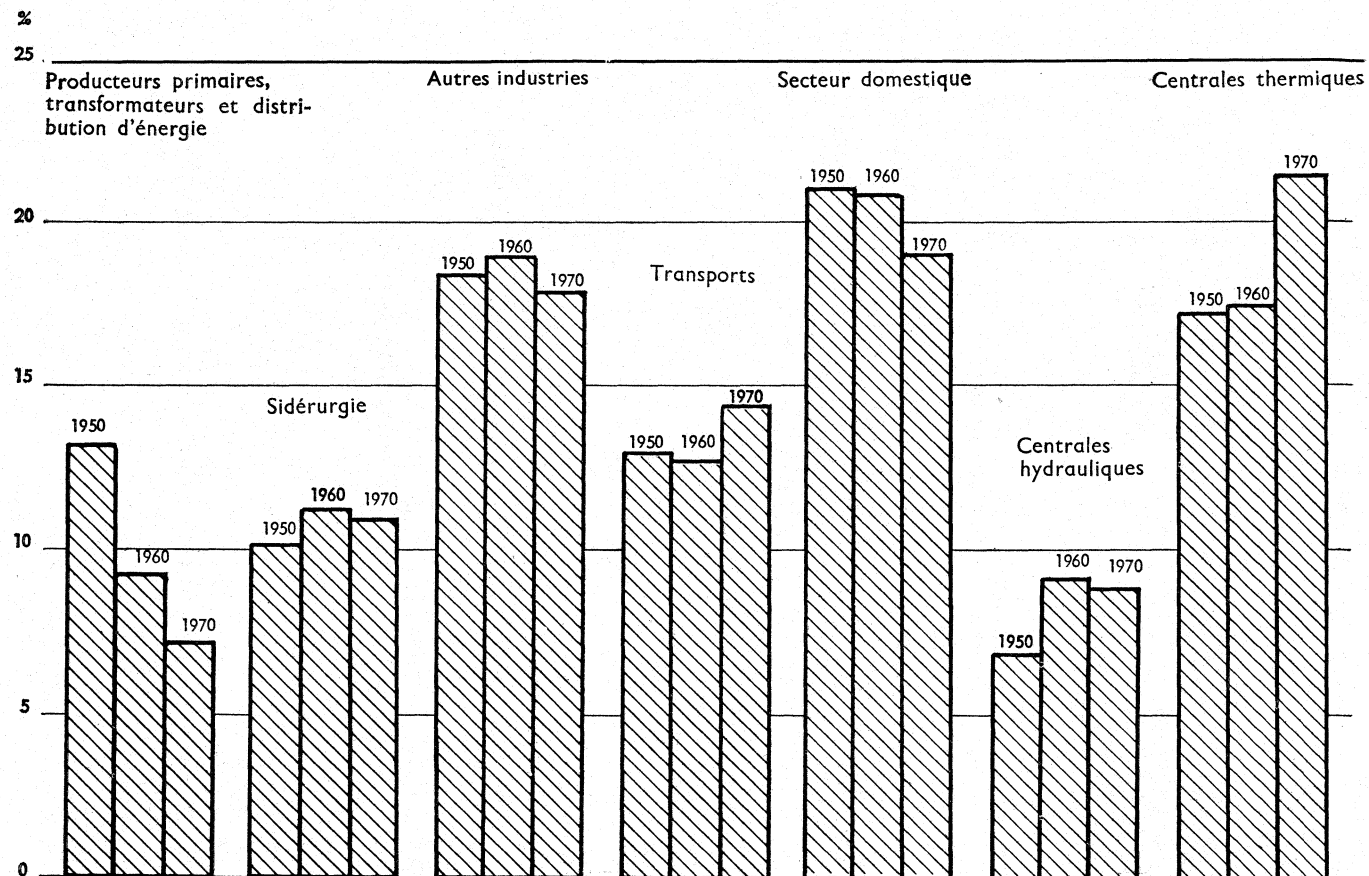
Il apparaît que la différence d'évolution dans les différents pays de la Communauté dépend essentiellement de l'importance du poste autoconsommation et pertes des raffineries dans l'ensemble du secteur. En Italie et aux Pays-Bas, où ce poste est prépondérant, la consommation de l'ensemble du secteur sera en forte expansion, car la capacité de raffinage s'accroît, tandis que la consommation unitaire n'accuse pas de réduction notable.

En Allemagne et, dans une moindre mesure, en Belgique, l'augmentation des besoins propres des raffineries sera, tout au moins dans la première quinquennie, compensée en partie par la stagnation de la consommation des cokeries et la réduction de l'autoconsommation dans les mines. Il est à noter que ce dernier facteur n'est pas uniquement imputable à la contraction de la production

⁽¹⁾ Cf. annexe 2, appendice 1.

Graphique 2

Part des différents secteurs dans les besoins totaux d'énergie



de houille, mais aussi à une forte diminution de la consommation unitaire qui, pour le passé, s'explique notamment par la substitution de l'électricité à la vapeur. Il semble que la diminution de la consommation unitaire pourrait encore se poursuivre pendant un certain nombre d'années, mais à un rythme ralenti.

En admettant pour la France une évolution intermédiaire entre celle de l'Allemagne et de l'Italie, on aboutit pour la Communauté à une progression assez lente de la consommation de l'ensemble du secteur, qui passerait de 43 millions de tec en 1960 à 51 millions en 1970 et 58 millions en 1975, soit une augmentation de 17 % en dix ans. Selon les hypothèses en matière de production des raffineries, l'autoconsommation de celles-ci pourrait varier entre 21 et 24 millions de tec en 1970 et entre 28 et 32 millions de tec en 1975. L'autoconsommation des charbonnages pourrait être comprise entre 3 et 8 millions de tonnes, ce chiffre élevé étant le plus plausible pour l'année 1970.

H — Récapitulation

La récapitulation des besoins des divers secteurs dans le tableau 19 permet de prendre conscience des modifications qu'on peut prévoir dans la structure de l'ensemble des besoins d'énergie primaire ⁽¹⁾.

La modification la plus importante découle du fait que la consommation d'électricité augmentera à un rythme beaucoup plus rapide que celle des autres formes d'énergie et que la production d'électricité d'origine hydraulique, géothermique et nucléaire ne pourra couvrir qu'une partie très modeste de l'accroissement de la demande. Il en résulte une augmentation accentuée des besoins d'énergie primaire des centrales thermiques classiques, dont la part dans l'ensemble des besoins d'énergie primaire passera de 17,5 % en 1960 à 21,5 % en 1970 et 22,4 % en 1975.

L'accroissement de la part des transports de 12,8 % en 1960 à 14,5 % en 1970 et 15,1 % en 1975 implique également une modification importante qui reflète l'expansion de la demande de carburants.

En contre-partie de l'évolution des centrales thermiques et des transports, la part des besoins d'énergie non électrique des autres secteurs accuserait une diminution qui serait la plus sensible pour le secteur domestique et les « autres industries », où les possibilités d'économies d'énergie semblent aussi les plus grandes.

⁽¹⁾ Pour la situation par pays, voir annexe 2 : Les besoins totaux d'énergie.

Tableau 19 — Répartition, selon les différents secteurs, des besoins totaux d'énergie primaire dans la Communauté

A — Montants absolus, en millions de tec

Secteur	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Producteurs primaires, pertes à la transformation et à la distribution (sans électricité)	38,2	44,3	43,0	46,7	50,6	57,6
Sidérurgie (sans électricité)	29,5	42,9	52,0	63,7	77,0	85,6
Autres industries (sans électricité)	53,1	71,6	87,6	105,8	125,1	143,2
Transports (sans électricité)	37,6	48,8	59,0	79,8	101,9	127,6
Secteur domestique (sans électricité)	61,1	86,1	96,5	115,5	133,0	150,5
Centrales électriques (sans électricité)						
a) hydro, géo et nucléaires	19,7	28,8	42,6	48,3	62,1	92,1
b) thermiques classiques	50,0	66,5	80,6	110,1	150,5	190,4
Total des besoins (chiffres arrondis)	289	389	461	570	700	847

B — En pourcentage du total

Secteur	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Producteurs primaires, pertes à la transformation et à la distribution (sans électricité)	13,2	11,4	9,3	8,2	7,2	6,8
Sidérurgie (sans électricité)	10,2	11,0	11,3	11,2	11,0	10,1
Autres industries (sans électricité)	18,4	18,4	19,0	18,6	17,9	16,9
Transports (sans électricité)	13,0	12,6	12,8	14,0	14,5	15,1
Secteur domestique (sans électricité)	21,1	22,1	20,9	20,2	19,0	17,8
Centrales électriques (sans électricité)						
a) hydro, géo et nucléaires	6,8	7,4	9,2	8,5	8,9	10,9
b) thermiques classiques	17,3	17,1	17,5	19,3	21,5	22,4
Total des besoins	100	100	100	100	100	100

Section 3 — Raisons et ampleur de l'incertitude sur les besoins futurs d'énergie

Les chiffres de consommation présentés ci-dessus sont sujets à une marge assez appréciable d'imprécision. Cette marge est la conséquence de deux catégories d'incertitudes :

- celle qui résulte d'insuffisances dans la connaissance de l'expérience passée: imprécision de certains chiffres, lacune dans l'information statistique (notamment sur certaines variations de stocks), qui réduisent la précision des ajustements statistiques;
- celle, bien plus importante, qui affecte l'évolution future des principaux facteurs déterminant la consommation d'énergie: taux d'expansion de l'économie, déformations de la structure de l'économie, cadence du progrès dans la transformation et l'utilisation de l'énergie, influence du prix sur la consommation spécifique.

Nous tenterons de chiffrer l'incidence des principaux facteurs indiqués ci-dessus. Préalablement, il faut pourtant remarquer que toutes les marges d'imprécision déduites de ces facteurs ne se cumulent pas nécessairement.

Ainsi, la marge d'erreur statistique autour de la valeur centrale d'une extrapolation peut être simplement la conséquence de lacunes dans l'information de base (par exemple : l'absence de données en ce qui concerne les variations de stocks ou l'incidence des variations de température). Mais elle peut aussi refléter le fait que des modifications de structure se sont amorcées à la fin de la période de référence, modifications qui rendent la tendance moyenne moins représentative. Dans ce cas, il faut éviter d'évaluer deux fois (catégorie 1 et catégorie 2) l'incertitude due à ces mutations de structure.

Plus important encore est le fait que le taux du progrès technique et le taux d'expansion de l'économie semblent être liés, le premier étant d'autant plus fort que le second est plus élevé. En effet, le taux de croissance rapide se traduit par la mise en place, chaque année, d'un nombre plus grand de nouveaux équipements, ce qui permet de faire passer dans la pratique les améliorations techniques proposées par les constructeurs. La comparaison des six pays de la Communauté au cours de la dernière décennie donne des indications en ce sens. A l'exception de l'Italie, que le phénomène d'industrialisation rapide classe dans une catégorie séparée, les diminutions de consommation unitaire au cours de la période 1950-1960 ont été plus fortes dans les pays où l'activité économique s'est développée le plus rapidement ⁽¹⁾.

C'est à la lumière de ces considérations que doivent être interprétées les indications qui suivent.

(1)

Pays	Croissance annuelle de la production industrielle en % par an	Variation de la consommation unitaire en % par an
Allemagne (R.F.)	+ 9,1	— 4,6
France	+ 6,4	— 2,6
Pays-Bas	+ 5,8	— 1,8
Belgique	+ 3,0	— 1,8
Italie	+ 8,1	+ 0,4

A — Information de base en matière de besoins d'énergie

La façon dont sont obtenues les hypothèses prévisionnelles — extrapolation de séries chronologiques relativement courtes, données de base non corrigées pour variations de stocks et de climat — conduit à des fourchettes « statistiques » assez larges. Pour les formules d'ajustement les plus représentatives, elles sont en moyenne, pour l'ensemble de la Communauté, de l'ordre de 3 % de part et d'autre de la valeur centrale pour les besoins totaux d'énergie 1965, de l'ordre de 4 à 5 % pour les estimations 1975 ⁽¹⁾.

Comme il a déjà été indiqué, ces marges d'erreur statistique ne doivent pas être automatiquement ajoutées aux autres incertitudes qui pèsent sur les chiffres prévisionnels présentés. Ces chiffres résultent d'un choix raisonné à l'intérieur de la fourchette statistique. A cet effet, il a été fait usage de toutes les informations disponibles. Ce n'est que dans le cas où ce choix est influencé par une ligne de tendance faussée par des lacunes dans l'information et la technique statistique que l'on doit prendre en considération une incertitude additionnelle. Au stade des *consommations totales* — ce n'est plus le cas pour les études par secteur et par produit —, ces distorsions ne doivent pas être considérables.

B — Taux d'expansion

Il est difficile de chiffrer l'incertitude qui pèse sur le taux d'expansion des économies. Cette incertitude est la plus grande pour les pays qui, comme l'Italie, disposent encore d'importantes réserves de croissance et où il y a plus de marge pour une politique influençant effectivement le taux de croissance.

Pour 1965, année relativement proche, l'incertitude résulte surtout des fluctuations de la conjoncture autour de l'évolution moyenne, dont l'effet sera traité plus loin.

Pour 1975, par contre, le taux de croissance ne peut être connu avec précision. Par comparaison avec les réalisations de la période 1950-1960, on peut estimer que le taux retenu est assez élevé. A titre d'hypothèse préliminaire, on peut retenir comme limites extrêmes pour 1975 un niveau supérieur de 5 % et un niveau inférieur de 10 % au chiffre adopté dans ce document.

Pour diverses raisons, l'écart sur la production industrielle pourrait être un peu supérieur à ce chiffre.

Comme, pour l'ensemble de la Communauté, l'élasticité de la consommation d'énergie par rapport au produit national brut est actuellement inférieure à l'unité et le restera probablement dans les années à venir, l'incertitude sur le taux d'expansion se répercute de façon moins que proportionnelle sur les consommations d'énergie. Avec les élasticités d'environ 0,9 employées dans la

(1) En admettant une probabilité de deux tiers.

présente étude, la répercussion sur les besoins énergétiques des marges indiquées ci-dessus serait en 1975 d'environ 70 millions de tonnes vers le bas et 35 millions vers le haut autour de la valeur centrale d'environ 850 millions de tec.

C — Rythme du progrès technique

Un autre élément important d'incertitude porte sur le rythme du progrès technique. Dans les dix dernières années, le taux de progrès technique (réduction de consommation d'énergie pour obtenir le même effet utile) a été élevé.

Il est vraisemblable qu'il se réduira dans le futur, notamment du fait de la réduction des taux d'expansion. On a tenu compte de cet élément dans les calculs qui ont abouti au tableau 9; néanmoins, il reste une certaine incertitude qui, à échéance de 1975, peut modifier d'environ 10 % la consommation totale d'énergie.

D — Structure des économies

A égalité de population active et de produit national, la consommation d'énergie est différente suivant la structure de l'économie, et notamment suivant l'ampleur de l'activité sidérurgique, la place de l'industrie dans l'économie et l'importance relative des diverses industries. En effet, on peut rappeler, à titre indicatif, que la consommation d'énergie par travailleur et par an, évaluée en tec, est de l'ordre de 120 dans la sidérurgie, varie de 2 à 20 dans l'industrie (moyenne de l'ordre de 7 dans la Communauté) et est inférieure à 1 dans les activités tertiaires.

L'incertitude sur la production de fonte, dans les hypothèses de développement retenues, est faible en 1965; par contre, en 1975, elle est considérablement plus grande du fait des incertitudes sur les débouchés de l'acier et sur l'évolution des techniques sidérurgiques (rapport fonte/acier). On peut l'évaluer entre 10 et 15 %. La consommation d'énergie de la sidérurgie représentant environ 12 % du total, l'incertitude sur les besoins globaux d'énergie se trouve ramenée à moins de 2 %.

En ce qui concerne le secteur « autres industries », on peut estimer que, pour un niveau de produit national donné en 1975, l'incertitude sur l'indice de la production industrielle est de 10 % au maximum pour la Communauté. L'industrie utilisant environ 35 % de l'énergie finale (électricité comprise), l'incertitude sur les besoins globaux serait de 3,5 %.

Enfin, l'examen des dix dernières années montre que les déformations de structure de l'ensemble du secteur industriel (inégal taux de développement des industries grosses consommatrices d'énergie par unité de valeur ajoutée et des industries faibles consommatrices) n'ont eu qu'une influence modérée sur la consommation d'énergie. Bien entendu, on ne peut en conclure qu'il en sera de même à l'avenir, mais on peut penser que la sensibilité de la consommation

d'énergie à cet élément est faible ($\pm 5 \%$ pour la consommation de l'énergie dans l'industrie, soit $\pm 2 \%$ pour la consommation d'énergie totale).

En définitive, comme il y a peu de chances pour que tous les éléments précédents jouent dans le même sens pour rendre les prévisions trop fortes ou trop faibles, l'incertitude qu'ils entraînent sur les besoins totaux d'énergie doit être de l'ordre de 5% ⁽¹⁾.

E — Prix de l'énergie

L'influence du prix de l'énergie sur le rythme de développement économique et sur les besoins d'énergie est étudiée dans le chapitre suivant, dont on peut résumer ainsi les principales conclusions. Nos connaissances sont actuellement insuffisantes pour préciser exactement quelle hypothèse sur le prix de l'énergie est sous-jacente aux taux de développement qui ont été choisis. Si nous prenons donc provisoirement ceux-ci comme des données pour nos études sur l'énergie, la seule influence d'une variation du prix de l'énergie porterait sur la structure de la production industrielle et l'intensité d'utilisation de l'énergie. Comme on le verra au chapitre suivant, il ne semble pas que la consommation totale d'énergie dans la Communauté soit très sensible à des variations de prix qui n'excéderaient pas en moyenne 10% ⁽²⁾.

F — Incertitude d'ensemble

Comme on l'a déjà indiqué, certains éléments d'incertitude ne peuvent guère se cumuler. Il est, notamment, hautement improbable que l'incertitude sur le progrès technique puisse se cumuler intégralement avec celle du rythme d'expansion économique. Par contre, les autres facteurs peuvent jouer dans le même sens. Au total, l'incertitude en 1975 pourrait atteindre, du fait d'éléments structurels, 10 à 15% vers le bas et environ 10% vers le haut ⁽³⁾.

⁽¹⁾ En France, si la demande finale au sens de la comptabilité nationale avait eu, en 1959, la même structure qu'en 1950, la consommation d'énergie n'aurait été que de 6% inférieure à ce qu'on a observé.

⁽²⁾ Cette faible élasticité globale n'exclut pas que certaines répercussions sectorielles ou régionales puissent être beaucoup plus grandes.

⁽³⁾ Il faut rappeler que ces chiffres sont établis pour des conditions moyennes de conjoncture, de climat et d'hydraulicité. La correction due à une conjoncture très bonne ou très mauvaise peut représenter environ 5% de la consommation globale. Mais ceci n'a pas à être pris en compte dans une étude portant sur le long terme (l'intervention des fluctuations conjoncturelles sera examinée dans le dernier chapitre de ce rapport).

Prix de l'énergie et besoins d'énergie

Les prévisions de besoins d'énergie présentées dans le chapitre 3 ont été établies en faisant abstraction du prix de l'énergie. Dans la mesure où elles s'appuyaient sur des relations établies pour le passé entre la consommation d'énergie et divers indicateurs de l'activité économique, on admettait implicitement soit que ces relations sont indépendantes du prix de l'énergie, soit que le prix de l'énergie évoluera par rapport au niveau général des prix de la même façon dans le futur que dans le passé. Le fait que ces hypothèses soient admises de façon très générale dans toutes les études relatives aux prévisions des besoins n'empêche pas qu'il soit légitime de se demander dans quelle mesure elles sont valables.

La liaison entre le prix de l'énergie et le montant des besoins est fort complexe; pour la mesurer, il faudrait tenir compte de nombreux mécanismes qui conditionnent le développement de l'économie, ce qui est déjà difficile de façon qualitative, et le serait encore bien plus de façon quantitative. Aussi ne prétend-on pas ici résoudre le problème; plus modestement, on fournira dans une première section certaines informations sur la part des dépenses d'énergie dans la formation des coûts, et ensuite on donnera certaines indications sur la liaison entre prix et besoins ⁽¹⁾.

Section 1 — Les dépenses d'énergie dans la formation des coûts

A l'aide des chiffres de la comptabilité nationale et des tableaux d'échanges interindustriels, on peut situer la part des frais d'énergie dans les coûts. On donnera d'abord une vue globale, puis des indications détaillées par catégories de produits.

A — Part de l'énergie dans le produit national

Globalement, on peut évaluer la part des facteurs de production de la nation ou du territoire considéré qui est consacrée à mettre à la disposition de l'économie l'énergie dont elle a besoin, en comparant au produit national la somme des valeurs ajoutées par les divers secteurs énergétiques et de la valeur des importations nettes d'énergie.

⁽¹⁾ La Commission de la C.E.E. a confié à un groupe d'experts indépendants le soin d'étudier, de manière très détaillée, l'influence économique du prix de l'énergie, notamment sur l'expansion économique générale et sur le niveau de la consommation d'énergie.

On arrive à des chiffres qui sont peu différents d'un pays à l'autre et se situent autour de 9 %.

Ce pourcentage est établi en incluant aussi bien l'énergie utilisée dans les secteurs productifs que l'énergie consommée par les utilisateurs domestiques. Si on défalque cette dernière, on arrive à environ 6 %.

Une vue un peu plus détaillée est donnée par le rapport des achats d'énergie à la valeur ajoutée des grands secteurs :

- Agriculture — 2 à 4 %;
- Industrie — 7 à 10 %;
- Transports — environ 15 % (y compris taxe sur les carburants).

B — Les frais d'énergie dans les prix de revient

A partir des tableaux d'échanges interindustriels, on peut situer la part des frais d'énergie dans les prix de revient de divers groupes de produits et la comparer à d'autres éléments des prix de revient, notamment les frais de main-d'œuvre et les investissements. La première colonne du tableau 20 donne des résultats globaux pour l'ensemble de la Communauté; le tableau 21 donne des résultats plus détaillés pour la France.

On voit sur le tableau 21 que les frais directs d'énergie sont toujours inférieurs, et la plupart du temps très inférieurs, aux frais de personnel, et qu'ils sont même souvent inférieurs aux amortissements des immobilisations d'usines. Cette observation est importante si l'on s'intéresse aux facteurs de localisation des activités industrielles.

Tableau 20 — Part des frais d'énergie dans le coût total de certains produits pour l'ensemble de la Communauté

Secteur	Achats directs d'énergie en % de la valeur des produits	Achats directs et indirects cumulés d'énergie en % de la valeur des produits
Industrie agricole et alimentaire	1,4	4,2
Matériaux de construction et verre	8,6	11,5
Mines de fer et sidérurgie	20,8	24,3
Minerais et métaux non ferreux	11,4	14,8
Industrie mécanique et électrique	1,5	8,2
Chimie	7,8	10,7
Textile, habillement, cuir	2,8	5,9
Industries diverses	2,2	4,6
Bâtiment et génie civil	0,9	5,4
Transports	11,6	13,7

Tableau 21 — Part des frais d'énergie, des frais de personnel et des amortissements dans les comptes d'exploitation de grands secteurs — France 1956

Secteur	Frais d'énergie	Frais de personnel Salaires ⁽¹⁾	Amortissements
	en % du chiffre d'affaires (taxes comprises)		
Agriculture, pêche	3,0	13	7
Industries agricoles et alimentaires	2,1	11	2
Extraction de minerai, minéraux	5,7	41	15
Production verre, céramique, matériaux de construction	13,0	28	5
Industries chimiques, caoutchouc	7,0	30	6
Production de métaux	19,4	30	12
Industries mécaniques	2,4	39	5
Construction électrique	2,1	34	3
Automobiles, cycles	2,4	32	5
Construction navale et aéronautique	1,8	40	4
Industries textiles	2,8	24	4
Habillement	1,0	13	1
Cuir et peaux	1,3	18	1
Bois et ameublement	2,6	23	2
Papier et carton	6,3	24	5
Presse et édition	0,9	35	3
Industries diverses	3,3	18	2
Bâtiment et travaux publics	2,8	29	2
Transports et télécommunications	10,5	58	17
Commerces divers	3,7	24	4

Source: *Les comptes de la nation*, volume 1, Les comptes, Paris 1960.

(¹) Ce chiffre ne comprend pas le revenu des entrepreneurs individuels, si bien qu'il apparaît anormalement faible dans les secteurs tels que l'habillement ou les industries agricoles et alimentaires, où les salariés ne représentent qu'une fraction des effectifs.

Mais ces chiffres ne donnent qu'une vue incomplète des phénomènes, et notamment ils sont tout à fait insuffisants pour repérer les répercussions d'une modification dans le prix de l'énergie sur le prix de revient de tel ou tel produit; en effet, ils ne rendent pas compte de la totalité de l'énergie finalement incluse dans chaque produit.

Ainsi, dans le coût d'un produit déterminé, par exemple un tracteur agricole, l'énergie intervient de trois façons différentes :

- Le fabricant du produit supporte certaines dépenses d'énergie, qui figurent explicitement dans son compte d'exploitation. C'est l'énergie directe, dont l'importance dépend du degré d'intégration des entreprises. Pour les machines agricoles en France, en 1951, cette énergie directe représentait 1,9 % de la valeur départ usine.
- Le fabricant utilise des matières premières et des demi-produits et supporte des dépenses de transport. La somme de l'énergie incorporée dans ces produits et services constitue l'énergie indirecte. Pour le machinisme agricole, elle représente 7,1 %.

- c) Enfin, dans les charges d'exploitation figurent les amortissements, c'est-à-dire en première approximation la contre-partie des services rendus par les immobilisations. Ces immobilisations, résultat de travaux de bâtiment ou de génie civil et de l'installation de machines, incorporent de l'énergie, et l'on peut calculer la part de l'énergie incluse dans le coût du produit fabriqué par les services des immobilisations. Nous l'appellerons « énergie des amortissements » (0,3 % pour le machinisme agricole).

La somme de ces trois termes, énergie directe, indirecte et des amortissements, peut être considérée comme représentant la part du coût de l'énergie dans la valeur du produit fabriqué. Pour le machinisme agricole, cette part s'élève à 9,3 %.

La deuxième colonne du tableau 20 donne des résultats assez globaux pour la Communauté et le tableau 22 des résultats plus détaillés pour la France en 1951.

Le rapport de l'énergie indirecte à l'énergie directe est d'autant plus grand que les produits sont plus en aval dans le processus de transformation industriel. Si l'on regarde le total, on peut classer les produits en trois grands groupes :

- Dans un premier groupe, comprenant des produits intermédiaires de base, le pourcentage atteint ou dépasse 15 % : produits sidérurgiques (20 à 25 %), produits de la première transformation de l'acier, ciment, plâtre, grès, céramique, verre, produits chimiques (en moyenne 15 %), pâte à papier, transports.
- Dans un deuxième groupe, le pourcentage est aux environs de 10 % ; nous y trouvons les produits des industries mécaniques et électriques et le papier.
- Pour les autres produits manufacturés et les produits alimentaires, le pourcentage ne dépasse guère 5 % et peut se trouver sensiblement en dessous.

On peut constater que les frais d'énergie sont d'autant plus faibles que le produit est plus élaboré, ce qui vaut également pour les autres pays, encore que les pourcentages puissent varier à l'intérieur de certaines limites.

Tableau 22 — Part des frais d'énergie dans le coût total de certains produits en France en 1951

Dénomination des produits	Énergie directe	Énergie indirecte	Énergie des amortissements	Total
I — Produits intermédiaires				
Produits sidérurgiques	19,0	2,1	0,8	21,9
Produits de la première transformation de l'acier	5,1	14,5	0,6	20,2
Métaux non ferreux	8,8	4,4	0,3	13,5
Pièces de fonderie	2,9	6,4	0,2	9,5
Produits chimiques	10,4	4,9	0,4	15,7
Fibres artificielles et synthétiques	5,8	3,4	0,2	9,4
Briques et tuiles	15,8	0,9	0,5	17,2
Ciment, plâtre	15,5	2,0	0,3	17,8
Pâte à papier	13,6	6,6	—	20,2
II — Transports				
Transports intérieurs de personnes et de marchandises	15,4	0,8	1,5	17,7
Postes et télécommunications	2,9	1,4	0,8	5,1
III — Produits alimentaires				
Farine, semoule, gruaux	0,8	0,5	—	1,3
Pain, pâtes alimentaires	1,1	0,3	0,2	1,6
Poissons	14,2	0,1	0,1	14,4
Conserves	0,9	0,6	0,2	1,7
Produits laitiers	0,4	0,3	0,1	0,8
Vins, apéritifs, alcool de bouche	2,3	0,6	0,1	3,0
Sucre et dérivés	4,6	1,0	0,3	5,9
IV — Produits finis				
Demi-produits du travail des métaux, articles métalliques	0,8	7,8	0,3	8,9
Machines agricoles	1,9	7,1	0,3	9,3
Machines pour l'industrie	0,8	6,0	0,4	7,2
Matériel aéronautique	1,8	3,9	0,5	6,2
Automobiles, motos, cycles	1,4	7,0	0,3	8,7
Machines et matériel électriques	1,2	4,3	0,4	5,9
Produits pharmaceutiques	1,0	6,3	0,4	7,7
Pneus, articles en caoutchouc	1,7	1,7	0,2	3,6
Tissus	1,3	1,5	0,3	3,1
Produits d'habillement	1,2	1,4	—	2,6
Cuirs tannés	1,4	2,0	—	3,4
Chaussures	0,2	1,7	—	1,9
Verre	12,4	1,9	0,4	14,7
Grès, céramique	14,7	1,3	0,7	16,7
Meubles et literie	1,0	1,6	0,2	2,8
Papier et carton	5,1	6,8	—	11,9
Journaux, livres, imprimés	0,1	4,1	0,2	4,4
Bâtiment	0,8	4,5	0,2	5,5

N.B. — Les chiffres d'utilisation directe peuvent être différents de ceux donnés au tableau 21 et qui, relatifs à l'année 1956, sont plus précis.

Section 2 — Influence du coût et du prix de l'énergie sur les besoins

La répercussion sur le montant des besoins d'une variation du niveau du coût et du prix de l'énergie est fort complexe. Il semble qu'on puisse jeter une certaine lumière sur cette question en examinant successivement :

- l'effet global sur le rythme de croissance économique;
- l'influence sur la structure de la production nationale, c'est-à-dire sur l'importance relative des diverses activités;
- l'influence sur les consommations unitaires.

Bien entendu, ces trois effets ne sont pas indépendants; il existe notamment des liaisons entre le rythme de croissance économique et l'importance relative de chaque activité dans la production nationale; de même, le rythme de croissance commande l'évolution des salaires réels, avec laquelle le niveau de consommation unitaire n'est pas sans lien (notamment pour l'électricité, dont la consommation dépend du degré de mécanisation). Mais nos connaissances à l'heure actuelle ne sont pas suffisantes pour répondre à la question d'ensemble et il est seulement possible de donner des indications sur chacun des effets énumérés plus haut.

A — Effet global sur le rythme de croissance économique

Il s'agit là d'un problème extrêmement difficile. L'observation des faits ne suggère pas de réponse claire et dépourvue d'ambiguïté. On va se limiter provisoirement à une analyse théorique du problème.

Il semble possible de distinguer deux modes de transmission sur le taux de croissance de variations dans le coût ou le prix de l'énergie ⁽¹⁾ :

- d'une part, une transmission physique ou mécanique; toute modification du montant des facteurs de production (travail et capital) affecté à la fourniture d'énergie se répercute sur le montant de ces facteurs disponibles pour les autres activités. L'élément important est alors le niveau du coût réel de l'énergie pour la collectivité;
- d'autre part, des répercussions psychologiques; il se peut qu'une variation du prix de l'énergie (prix rendu pour l'utilisateur) ait sur le comportement des agents économiques, et notamment des chefs d'entreprise, une influence qui déborde plus ou moins largement le champ des strictes répercussions sur le prix de revient et le choix des techniques de production; une baisse

(1) Pour éviter toute ambiguïté, rappelons que la recherche ici entreprise porte uniquement sur l'influence du prix de l'énergie sur les besoins globaux de tout un pays (ou d'un ensemble plus vaste). Les effets régionaux — et notamment l'effet stimulant que peut provoquer sur une région, dont divers facteurs de production sont sous-employés, le fait de disposer d'énergie plus abondante ou moins chère que les autres régions — ne seront pas abordés ici.

du prix pourrait, par exemple, déclencher un mouvement d'investissement assez important ou, d'une façon plus générale, conduire à un emploi plus poussé des facteurs disponibles (et notamment de la main-d'œuvre dans certaines régions). Il est probable que ces répercussions ne sont appréciables que si les variations dépassent certains seuils et qu'elles ne se font sentir qu'avec certains décalages dans le temps.

a) *Répercussions mécaniques*

On peut tenter de les chiffrer à l'aide d'un modèle très global.

Dire que le coût de l'énergie est abaissé signifie qu'une fraction plus faible des facteurs de production du pays doit être consacrée à la fourniture d'énergie ⁽¹⁾ ⁽²⁾.

L'effet d'un abaissement du coût de l'énergie sur le taux de développement de l'économie sera évidemment variable suivant que l'accroissement du produit national qui en résulte sera répercuté intégralement sur la consommation, intégralement sur l'investissement ou simultanément sur l'un ou l'autre. On peut examiner deux cas types :

Si l'accroissement du produit national porte de façon égale, en valeur relative, sur la consommation et l'investissement, en d'autres termes si l'investissement continue à représenter le même pourcentage du produit national, le taux de croissance de l'économie reste pratiquement le même. La consommation croît au même rythme, mais reste chaque année supérieure à ce qu'elle serait avec un coût de l'énergie plus élevé. Si l'écart de coût est de 10 %, et si le coût de l'énergie représente 10 % du PNB, l'augmentation du PNB, de la consommation et du niveau de vie est de l'ordre de 1 %.

On peut également examiner les effets dans l'autre hypothèse extrême, où l'augmentation du produit national porterait uniquement sur l'investissement, l'évolution de la consommation restant inchangée.

Tout le problème revient à chercher l'effet sur le taux de croissance d'une augmentation du volume d'investissement (et du taux d'investissement). Cette augmentation est modique au départ; en effet, un écart de prix de 10 %, dans une économie où le coût de l'énergie représente 10 % du PNB, se traduit par une augmentation du PNB (à niveau général des prix constants) de 1 %; si la consommation reste inchangée, l'investissement passe approximativement de 20 à 21 % du PNB. Mais à long terme il y a un effet cumulatif. Un calcul

(1) Il faut bien souligner qu'on parle ici du coût de l'énergie pour la collectivité. Les modifications des prix effectifs, par le jeu de la fiscalité ou de subventions, ne doivent pas avoir d'effets sensibles au plan global (mais, bien entendu, peuvent influencer le niveau d'activité de certaines industries; cf. infra).

(2) Il semble plus réaliste de raisonner sur une baisse que sur une hausse, car les protections actuelles contre les énergies importées sont assez importantes dans plusieurs pays, et la question se pose de savoir si, et dans quelle mesure, il y a lieu de les abaisser.

sur un modèle très global permet de penser que, à la limite, la répercussion sur le produit national serait de l'ordre de 2,5 à 3 %, c'est-à-dire qu'un abaissement de 10 % du coût de l'énergie ferait prendre au développement économique une avance qui, au début, serait de quelques mois et atteindrait presque un an au bout de quinze à vingt ans ⁽¹⁾.

Le calcul précédent faisait abstraction du contexte international. Si nous raisonnons maintenant sur une économie ayant des relations commerciales régulières avec des pays où le prix de l'énergie demeure inchangé, au moment de l'abaissement du coût, on doit assister soit à une hausse de salaires, soit à une baisse des prix intérieurs et une modification du taux de change. Mais il s'agit là d'un phénomène qui se produit une seule fois : ultérieurement, il n'y a pas de raison, à priori, pour que le taux de change doive subir des changements ⁽²⁾. Par contre, il se peut qu'il y ait des répercussions sur le niveau d'activité de certains secteurs, phénomène qui sera abordé plus loin au point B.

b) *Répercussions psychologiques*

Il s'agit là d'un problème qu'on ne peut pas traiter de façon théorique, car il se présente en termes très différents d'un pays à l'autre, et probablement même d'une région à l'autre. Ce n'est vraisemblablement que par des analyses concrètes des évolutions passées et des situations actuelles, et peut-être par des enquêtes de motivation, qu'on pourrait mieux connaître l'ampleur et les mécanismes de telles répercussions ⁽³⁾.

B — Influence sur la structure de la production nationale

Le prix de l'énergie influe sur la structure de la production nationale de deux façons différentes :

- la part des frais d'énergie étant assez variable suivant les produits finis, une modification du prix de l'énergie entraîne des modifications différentes des prix des divers produits finis, et cette modification des prix relatifs peut être accompagnée d'une déformation de la structure de la demande finale, notamment en provenance des ménages;
- le prix comparé de l'énergie dans un pays et à l'extérieur influe sur la compétitivité des diverses activités nationales avec l'étranger.

⁽¹⁾ Le résultat global peut masquer des écarts plus grands aux niveaux sectoriel et régional.

⁽²⁾ Nous trouvons ici un cas particulier d'un problème plus large : entre deux économies où le niveau général des prix intérieurs est constant, mais qui ont des taux de croissance différents, le taux de change peut-il être stable ? La réponse théorique est très difficile à donner. A titre intérimaire, nous pouvons seulement observer la coexistence d'économies à taux de croissance assez différents, sans modification du taux de change.

⁽³⁾ Un groupe d'experts nommés à cet effet abordera prochainement l'étude de ce problème.

Tant que les variations de prix ne dépassent pas 15 à 20 %, il est probable que le premier effet n'est pas très grand, car les modifications correspondantes de prix relatifs restent comprises entre 1 et 3 %, soit un niveau très inférieur aux écarts des prix pratiqués suivant le mode de distribution commerciale⁽¹⁾(²).

Par contre, le second effet peut avoir une importance assez grande pour certaines activités, notamment celles situées au début du processus de transformation, pour lesquelles les frais d'énergie représentent une proportion appréciable de leurs coûts de production.

Il est extrêmement difficile d'évaluer la modification de compétitivité qu'entraînerait une modification des prix de l'énergie, car on ne connaît pas le niveau exact des coûts de production des divers pays. On peut toutefois donner les quelques indications fragmentaires suivantes.

La compétition entre deux usines se mesure au niveau de l'utilisateur. Il en résulte que l'abaissement du coût d'une industrie a pour effet de déplacer la ligne d'équiprix pour l'utilisateur (³). Le tableau 23 indique pour quelques produits, en ordre de grandeur, l'ampleur du déplacement de cette ligne pour une variation de 10 % du prix de l'énergie. Cette ampleur est proportionnelle à la part des frais d'énergie dans les coûts de production et inversement proportionnelle à la valeur à la tonne du produit fabriqué; aussi, les distances de déplacement des lignes d'équiprix sont-elles très différentes suivant les produits.

Tableau 23 — Déplacement des lignes d'équiprix pour une variation de 10 % du prix de l'énergie

Produit	Coût à la tonne en \$	Part des dépenses d'énergie dans coûts en %	Effet relèvement de 10 % du coût de l'énergie		Coût de transport en cents / tkm	Distance de déplacement des lignes d'équiprix en km
			en %	en \$		
	1	2	3: col. 2 × 0,1	4: $\frac{\text{col. 1} \times \text{col. 3}}{100}$	5	6: $\frac{\text{col. 4}}{\text{col. 5}} \times 0,5 \times 100$
Acier	100	25	2,5	2,5	1,2	100
Ciment	12	25	2,5	0,3	0,8	18
Aluminium	500	17	1,7	8,5	1,2	350
Fil de laine	3.200	3	0,3	9,6	1,6	300
Filé de coton	1.000	3	0,3	3,0	1,6	95
Pâte à papier	120	14	1,4	1,7	1,2	70
Engrais azotés	155	30	3,0	5,0	1,0	250
	à l'unité					
Automobile	2.000	5	0,5	10,0	12	40

(1) Pour une variation du prix de l'énergie de 20 %, les répercussions mécaniques sont de 0,5 % sur le prix de l'habillement, 3 % sur le verre. L'écart des prix relatifs est de 2,5 %.

(2) Cette conclusion ne vaut pas pour la consommation par les ménages de l'énergie elle-même. L'influence des variations de prix sur cette consommation est très difficile à évaluer, car il faut soigneusement la distinguer de l'effet de revenu, et d'autre part elle est dans une certaine mesure liée à l'achat de nouveaux appareils.

(3) La ligne d'équiprix est le lieu géométrique des points où le coût pour l'utilisateur est le même, qu'il s'approvisionne auprès d'une usine ou d'une autre.

C — Influence sur les consommations unitaires

Il est probable qu'une baisse du prix de l'énergie entraînerait une augmentation des consommations unitaires, d'une part en incitant, dans les cas où cela est possible, les industriels à adopter des techniques de production faisant plus appel à l'énergie (mécanisation plus poussée, changement de processus de production), d'autre part en atténuant peut-être les stimulants à la recherche d'économies d'énergie à tous les stades.

Il est toutefois extrêmement difficile d'avancer un chiffre. On peut seulement penser que les intenses consommateurs d'énergie ont déjà fait un gros effort pour réduire leur consommation unitaire et que, pour les faibles consommateurs d'énergie, la part modique des dépenses d'énergie dans leurs coûts les conduit à porter leurs efforts de rationalisation en priorité sur d'autres éléments de leurs prix de revient. Il est donc probable que les effets sur les consommations unitaires d'un écart pas très élevé du prix de l'énergie seraient assez faibles ⁽¹⁾.

D — Conclusions d'ensemble

Les indications précédentes ne sont pas suffisantes pour permettre de dégager des résultats précis sur la sensibilité des besoins d'énergie à des variations du coût et du prix de l'énergie. Les seules conclusions qu'on puisse formuler sont les suivantes :

- Les connaissances sur les modalités de la croissance économique ne sont pas encore assez complètes pour qu'on puisse préciser à quel niveau du coût de l'énergie correspondent les taux d'expansion retenus au chapitre 1. Il est donc nécessaire de raisonner provisoirement comme si les taux étaient indépendants du coût de l'énergie, tout en sachant qu'il ne s'agit là que d'une approximation.
- Tout en raisonnant sur un seul taux d'expansion, il est certain qu'une variation du prix de l'énergie peut avoir des effets sur le niveau d'activité de certains consommateurs et sur le niveau de consommation unitaire. Ces deux effets vont d'ailleurs dans le même sens : une baisse du prix a tendance à relever le niveau d'activité des gros consommateurs et à augmenter les consommations unitaires. Mais une variation peu élevée n'a probablement des répercussions que sur un nombre assez restreint de consommateurs industriels.

⁽¹⁾ Rappelons qu'il s'agit ici de la consommation globale d'énergie. Il est, par contre, certain que la répartition entre formes d'énergie est fort sensible à des modifications des prix relatifs à ces diverses formes.

- En définitive, il est tout à fait probable qu'une modification du coût de l'énergie a des effets sur la consommation d'énergie, mais on n'est pas, actuellement, suffisamment informé pour les chiffrer. On sait seulement qu'une variation du coût a tendance à entraîner une variation en sens inverse des besoins et, lorsque la variation du coût ne dépasse pas 10 à 15 %, il semble que, sans être négligeable, la variation des besoins soit d'un ordre de grandeur inférieur aux effets des autres incertitudes qui pèsent sur l'évolution des besoins d'énergie et qui ont été exposés au chapitre précédent.

Troisième partie

L'évolution des conditions de l'offre d'énergie

Chapitre 5

Généralités

L'évolution des conditions de l'offre est à examiner à la fois sous l'angle des quantités disponibles et des coûts. En fait, les deux aspects sont étroitement liés : un coût de production n'est fréquemment valable que pour une quantité déterminée, chaque fois que jouent des phénomènes de rendement croissant ou décroissant, particulièrement fréquents dans les activités minières. D'autre part, l'évaluation des réserves, à un moment donné, dépend des conditions techniques et économiques d'exploitation; on est donc conduit à parler du montant des réserves qu'on peut extraire dans ces conditions sans dépasser un certain prix de revient.

Dans ce qui suit, on va donc essentiellement s'attacher à fournir les informations disponibles sur les coûts. En l'état actuel de nos informations, on ne peut avancer complètement sur cette voie. Il est néanmoins possible de donner une série d'indications et d'ordres de grandeur; c'est l'objet de cette partie qui fera le point des informations actuellement disponibles sur le charbon communautaire, le charbon importé, le lignite, le pétrole, le gaz naturel, l'hydro-électricité, l'énergie nucléaire.

Dans ce chapitre introductif, on va indiquer dans quel esprit et avec quelles hypothèses fondamentales ont été établies les perspectives d'évolution des conditions de l'offre. Le principe général a consisté à se placer dans les hypothèses de développement économique indiquées précédemment, à admettre une expansion régulière (c'est-à-dire à faire abstraction des fluctuations de la conjoncture), à raisonner à un niveau général des prix constants, à se placer dans les perspectives les plus probables d'évolution des techniques. Tous ces points vont être succinctement repris ci-dessous. Une dernière section précisera les différences éventuelles entre coûts et prix.

A — Les perspectives de développement économique

Pour les pays de la Communauté, les perspectives retenues sont celles qui ont été indiquées dans la première partie. Le contexte économique général est donc celui d'une expansion assez poussée.

B — Niveau général des prix constants

On a éliminé systématiquement les phénomènes d'inflation, c'est-à-dire qu'on raisonne en supposant inchangé par rapport à la période de référence (généralement 1960) le niveau général des prix. L'adoption de cette hypothèse n'implique aucune prise de position sur l'évolution effective du niveau général des prix des divers pays intéressés; il s'agit simplement d'une commodité de calcul, qui permet de ne pas tenir compte des variations dans les taux de change; c'est en effet par ces variations que seraient corrigées d'éventuelles disparités dans les évolutions de niveau général des prix des divers pays. L'objet de ce chapitre est donc de rechercher l'évolution des coûts et des prix des différentes sources d'énergie par rapport à un niveau général des prix constants, la comparaison entre pays se faisant sur la base des taux de change actuels ⁽¹⁾.

L'hypothèse du niveau général des prix constants n'implique en aucune manière que tous les prix restent constants; le progrès technique, et donc la productivité, étant inégal dans les divers secteurs d'activité, certains prix monteront et d'autres baisseront; on admet seulement que leur moyenne pondérée reste constante. On trouve dans l'analyse même l'exemple d'un tel mouvement, puisque, comme on le verra plus loin, on est conduit à penser que le coût du charbon communautaire se relèvera par rapport au niveau général des prix.

D'autre part, l'élévation du produit national par tête implique que le revenu par tête augmente sensiblement au même rythme; de façon plus précise dans le calcul des coûts, nous admettrons une augmentation des salaires qui, en moyenne, sera égale à celle du revenu national par tête de population active.

C — Expansion régulière

Tous les calculs seront faits dans l'hypothèse d'une expansion régulière de l'économie. Cela signifie qu'au moins à cette étape du travail nous laisserons délibérément de côté l'influence des fluctuations de la conjoncture (l'examen de celle-ci fera l'objet d'un chapitre particulier dans la cinquième partie).

Nous admettrons donc le plein emploi des capacités de production et les coûts seront calculés sur la base de ce plein emploi. Un exemple peut permettre de préciser ce que nous entendons par là. Dans le passé, les fluctuations de la conjoncture ont entraîné des fluctuations très importantes dans la demande de frets maritimes et, en conséquence, dans le niveau des taux des frets qui, en l'espace d'un petit nombre d'années, pouvaient osciller entre le simple et le

(1) Une recherche est en cours pour déterminer dans quelle mesure des disparités de taux de croissance entre pays sont susceptibles de provoquer une modification des taux de change assurant l'équilibre de la balance des échanges extérieurs.

triple, le niveau le plus bas ne couvrant pas toujours les dépenses d'amortissement normales, le niveau le plus haut au contraire permettant de substantiels bénéfices. La méthode cohérente pour les calculs qui suivent est de supposer que les navires pour lesquels seront calculés les coûts seront employés de façon régulière non seulement tout au long de l'année, mais également tout au long de leur durée de vie.

La notion de plein emploi des capacités de production doit évidemment être entendue en fonction des caractéristiques de la demande et de la durée prévisible du travail; c'est ainsi, par exemple, que pour les centrales nucléaires on envisagera qu'elles seront employées pour couvrir la base du diagramme de charge, ce qui correspond, du moins jusqu'en 1975, à une utilisation de l'ordre de 6.500 à 7.000 heures par an (soit un taux de 80 %); de même, on tiendra compte, dans les charbonnages, de l'évolution probable de la durée du travail; de plus, bien entendu, seront pris en compte tous les arrêts normaux pour l'entretien des installations.

D — Évolution probable des techniques

Les coûts futurs ont été établis en escomptant la poursuite du progrès technique. Les hypothèses, dans ce domaine, sont particulièrement difficiles à formuler. Dans un certain nombre de cas, on connaît d'ores et déjà avec une certaine précision les modalités possibles du progrès technique; mais généralement ces informations ne sont valables que pour les quelques années prochaines. A échéance plus lointaine, on a retenu ce qui semblait possible, notamment après consultation d'un certain nombre d'experts, en se souvenant que les taux d'expansion économique assez élevés sur lesquels on a raisonné impliquent une poursuite du progrès technique dans l'ensemble de l'économie. On a toutefois délibérément laissé de côté l'hypothèse de modifications révolutionnaires sur lesquelles, actuellement, aucun élément d'information n'était disponible; c'est ainsi que, pour les charbonnages, on a envisagé une augmentation assez forte du rendement fond, mais en restant dans les conditions générales de la technique charbonnière européenne actuelle. Ceci ne signifie pas qu'on rejette l'éventualité du recours à des techniques profondément différentes, se traduisant par exemple par un écrémage très poussé du gisement; mais si les recherches de certains ingénieurs permettent de penser que de telles techniques sont possibles, il est encore trop tôt actuellement pour avoir la moindre idée sérieuse des répercussions sur les prix de revient. De même, on n'a pas retenu pour le calcul l'éventualité du transport du charbon dans des tuyaux, mais on s'est limité aux modes de transport classiques.

E — Coûts et prix

Toutes les informations qui vont être données dans les chapitres suivants de cette troisième partie sont relatives aux coûts de production. On

ne peut passer sans précautions de cette notion à celle des prix. En effet, le secteur de l'énergie est caractérisé par la production de produits liés et par l'existence, pour l'énergie primaire, de phénomènes de « rendements décroissants ». Il en résulte que les prix dépendent de la stratégie de vente effectivement pratiquée par les producteurs. Le phénomène joue par exemple pour les produits pétroliers raffinés, où il est possible, dans une certaine mesure, notamment à court terme, de faire supporter les charges de raffinage et de distribution par un produit plutôt que par un autre en fonction des caractéristiques du marché, et notamment de l'élasticité de la demande par rapport aux prix. De même, les compagnies pétrolières, qui font des recherches dans diverses régions du monde où les coûts de recherche et de production du pétrole brut sont très différents, peuvent effectuer une certaine péréquation interterritoriale. Enfin, les entreprises charbonnières possèdent fréquemment plusieurs sièges, dont les coûts de production sont différents pour la même qualité de charbon; elles peuvent vendre soit au coût du siège marginal, soit à leur coût de production moyen; la même dualité de stratégie possible se retrouve au niveau du bassin, notamment lorsqu'il existe des comptoirs de vente ou une entreprise unique.

Chapitre 6

Le charbon communautaire

Une série d'études ont été entreprises pour essayer de préciser dans quelles conditions économiques le charbon pourrait être extrait en 1965 et 1975 dans les bassins de la Communauté.

Pour chaque bassin, on a tenté d'établir des courbes de coût; chaque courbe donne le montant de la production en fonction du prix de revient du siège marginal, en d'autres termes, pour chaque niveau de coût, le tonnage qui peut être produit de façon à ce que le prix de revient du siège le plus cher soit précisément égal à ce coût.

L'établissement de ces courbes pose une série de problèmes relatifs notamment à l'évolution des divers éléments du coût, aux différentes catégories de charbon, aux éléments à retenir dans les coûts (coût total, coût de régression). Enfin, à la courbe des coûts peuvent être associées plusieurs courbes d'offre, suivant qu'on pratique la vente au coût marginal ou au coût moyen. Tous ces points vont être successivement passés en revue ⁽¹⁾.

(1) Pour des détails complémentaires, se reporter à l'annexe 9 : Les coûts de production du charbon de la Communauté.

A — L'évolution des divers éléments du coût

D'une façon schématique, le coût de la production du charbon comprend trois termes :

- les charges de main-d'œuvre,
- les achats de fournitures,
- les amortissements et charges financières.

Dans la prévision des coûts, les éléments d'incertitude sont tels qu'il faut éviter d'entrer dans trop de détails, mais au contraire se concentrer sur les facteurs les plus importants. Le tableau 24, qui indique pour divers bassins de la Communauté la répartition des coûts entre trois grandes catégories, montre que l'élément principal est constitué par les frais de personnel, dont l'évolution dépend du niveau des salaires et du niveau du rendement par poste.

a) *Évolution de la rémunération du personnel*

L'évolution des salaires et traitements (y compris les charges sociales) dans les mines est étroitement liée à l'évolution du revenu national par travailleur.

Pour la prévision de salaires, on a admis jusqu'en 1965 l'évolution considérée comme la plus probable par les experts consultés. Au delà de 1965, on a admis que ces salaires augmenteraient au même rythme que le revenu national par travailleur. Les taux retenus sont les suivants :

Pays	1960-1965	1965-1970	1970-1975
Allemagne (R.F.)	4,2	3,7	3,9
Belgique	3,2	3,2	3,2
France	4,0	3,85	3,9
Pays-Bas	2,8	3,7	3,7

Ces taux impliquent grosso modo que l'écart relatif existant en 1960 entre les conditions de rémunération des mineurs et la moyenne des autres travailleurs dans l'économie ne se modifiera pas. Ils sont plutôt à considérer comme des hypothèses minimales.

En ce qui concerne les charges sociales, on a admis que le niveau des prestations augmenterait comme celui des salaires et en conséquence que le rapport des charges sociales aux salaires resterait inchangé ⁽¹⁾.

⁽¹⁾ Cela revient donc à admettre implicitement que tout supplément de charges occasionné par une élévation du rapport des retraités et assimilés aux travailleurs en activité, par suite d'une réduction des effectifs, ne serait pas laissé à la charge des charbonnages.

Tableau 24 — Structure des coûts de production du charbon dans divers bassins de la Communauté en 1960 (en %)

Bassin	Frais de personnel	Fournitures	Amortissements et charges financières	Total
Ruhr, Aachen	53	34	13	100
Saar	54	36	10	100
Campine	53	28	19	100
Nord-et-Pas-de-Calais	63	19	18	100
Lorraine	56	23	21	100
Limburg	61	21	18	100

b) *Évolution des rendements*

Pour l'évolution des rendements fond, des hypothèses ont été adoptées suivant les bassins, après échanges de vues préalables avec divers experts de la Communauté.

Pour 1965, une étude très complète a été faite par les experts, tenant compte des particularités de chaque siège; le rythme d'augmentation prévu est assez variable d'un siège à l'autre; pour une production sensiblement égale à celle d'aujourd'hui (tenant compte de certaines fermetures et de certaines améliorations des taux d'utilisation des capacités), on aboutit à la hausse des rendements et aux chiffres du tableau 25. (Le chiffre d'accroissement très faible pour la France tient compte de nombreux travaux préparatoires qui porteront leurs effets après 1965.)

Tableau 25 — Évolution du rendement fond par homme/an et par poste d'ici 1965 (moyenne par bassin)

Bassin	Indice		Taux annuel d'accroissement	Rendement en kg par poste ⁽¹⁾	
	1960 1	1965 2		(tonne pour tonne)	
				1960 4	1965 5
Ruhr (y compris Aachen	100	123	4,3	2.185	2.700
Saar	100	131	5,6	2.055	2.700
Campine	100	131	5,5	1.790	2.350
Sud Belgique	100	121	4,1	1.450	1.760
Nord-et-Pas-de-Calais	100	108	1,5	1.560	1.680
Lorraine	100	110	2,0	2.580	2.850
Limburg	100	122	4,1	1.830	2.240

(¹) Dans l'hypothèse d'un nombre inchangé de postes par an.

Entre 1965 et 1975, nous avons admis que dans chaque bassin le rythme d'augmentation des rendements serait le même pour les différents sièges. Il s'agit là d'une hypothèse simplificatrice qui ne reflète évidemment pas rigoureusement la situation, mais on ne disposait pas des informations nécessaires pour proposer des chiffres différenciés suivant les sièges. Ces rendements figurent à la colonne 3 du tableau 26.

Pour des niveaux de production correspondant sensiblement au plein emploi des capacités de production envisagées par les experts pour 1965 (non compris l'anthracite), les rendements moyens par poste de chaque bassin seraient ceux de la colonne 5.

Des fermetures intervenant après cette date auraient évidemment pour effet, en éliminant les sièges dont le rendement est le plus faible, de relever le rendement moyen du bassin. Toutefois, cet effet n'est pas aussi grand qu'on ne le croit parfois; pour les divers bassins de la Communauté, les rendements vont sensiblement de 65 à 130 par rapport à une moyenne, par bassin, de 100. Une fermeture de 10 % ne relèverait le rendement moyen du bassin que de 2 à 3 %.

Tableau 26 — Évolution du rendement fond par poste entre 1965 et 1975 (moyenne par bassin)

Bassin	Indice		Taux annuel d'accroissement	Rendement en kg par poste dans l'hypothèse de la production envisagée par les experts pour 1965 ⁽¹⁾	
	1965	1975		1965	1975
	1	2	3	4	5
Ruhr (y compris					
Aachen	100	137	3,2	2.700	3.750 ⁽¹⁾
Saar	100	137	3,2	2.700	3.700
Campine	100	136	3,2	2.350	3.200
Sud Belgique	100	136	3,2	1.760	2.390
Nord-et-Pas-de-Calais	100	148	4,0	1.680	2.490
Lorraine	100	148	4,0	2.850	4.220
Limbourg	100	144	3,7	2.240	3.230

⁽¹⁾ Ce chiffre incorpore l'effet de l'augmentation, entre 1965 et 1975, du taux d'emploi des capacités.

⁽²⁾ Non compris l'anthracite.

Pour les effectifs du jour, on a admis que l'amélioration des rendements serait égale à l'augmentation de productivité moyenne de l'ensemble de l'économie (cf. tableau 4).

c) Autres éléments du coût de production

On a admis que les dépenses de fourniture à la tonne resteraient au même niveau absolu qu'au cours de l'année de référence. Ceci n'exclut pas que les prix des diverses fournitures et matériel suivent des évolutions divergentes et que les frais de matériel puissent présenter à l'avenir une structure autre que celle de 1960, tant en raison des variations des quantités consommées que par suite de modification des prix relatifs (ainsi, on peut escompter à l'avenir une utilisation accrue de courant électrique en remplacement de l'air comprimé). Mais on admet qu'il y a compensation entre toutes ces modifications.

Il s'agit probablement d'une hypothèse plutôt favorable, car la forte augmentation des rendements prévue risque de provoquer une consommation accrue, à la tonne, de fournitures et pièces de rechange.

En ce qui concerne les amortissements et les charges financières, on a admis qu'ils resteraient au même niveau à la tonne de capacité. Il en résulte une baisse par tonne produite; en effet, les calculs de coûts sont relatifs à des sièges qui utiliseraient à plein leurs capacités techniques de production en 1970 et 1975, contrairement à la situation actuelle où de nombreux sièges n'utilisent qu'une fraction de cette capacité (pour 1965, l'hypothèse du plein emploi ne sera pas encore complètement vérifiée pour tous les bassins de la Communauté) ⁽¹⁾. Cette hypothèse de stabilité des charges à la tonne de capacité est vraisemblablement assez optimiste; en effet, l'augmentation des rendements devra s'accompagner d'un accroissement de la mécanisation et il n'est pas certain que le recours accru à du matériel soit compensé par des baisses de prix relatif de celui-ci.

L'effet conjugué des deux hypothèses précédentes, et de la hausse plus rapide des salaires que des rendements, entraîne une déformation dans la structure des coûts de production : la part des frais de personnel aurait tendance à augmenter.

B — Différentes catégories de charbon

Aussi bien les coûts de production que les débouchés sont profondément différents suivant les catégories de charbon. Il est toutefois difficile d'aller très loin dans une ventilation des catégories, du fait que le même siège produit souvent deux ou plusieurs catégories et que la latitude dans le traitement du charbon après extraction (lavage, criblage, etc.) est assez grande. Aussi s'est-on limité aux trois catégories principales de charbon :

anthracite,
charbon cokéifiable,
charbon à vapeur.

Dans cette première étape du travail, on a laissé de côté l'anthracite (qui représentait en 1960 environ 9 % de la production totale de la Communauté) et on a donc établi seulement deux courbes de coût, l'une pour le charbon cokéifiable, l'autre pour le charbon vapeur pour chaque bassin, sauf pour la Campine et le Limbourg, pour lesquels on n'a retenu qu'une courbe (charbon cokéifiable) ⁽²⁾.

(1) Pour un siège où les amortissements et les frais financiers représentent 20 % du coût, le passage du taux d'utilisation de la capacité de 80 à 95 % entraîne une réduction du coût d'environ 3 %.

(2) La distinction entre charbon cokéifiable et charbon vapeur repose sur la *nature* des charbons, mais ne préjuge pas leur *affectation* effective. Cette dernière dépend, comme on le verra dans la quatrième partie, des débouchés. Dans certains cas, du charbon cokéifiable doit être écoulé sur le marché du charbon vapeur en raison des limites des débouchés à la cokéfaction.

La distinction entre catégories de charbon n'est pas toujours facile, et un siège d'extraction qui produit à la fois du charbon à coke et du charbon vapeur ne peut pas répartir ses coûts avec précision entre deux catégories de charbon. On a essayé de tourner la difficulté dans certains cas en classant chaque siège dans l'un ou l'autre groupe, selon la catégorie de charbon qu'il extrait principalement.

La classification sommaire adoptée ne permet pas de tenir compte de toutes les différences de sortes et de qualités, et risque de fausser le classement des sièges en ce qui concerne les situations compétitives; en effet, un siège qui produit avec un rendement plus faible et un coût plus élevé qu'un autre peut en définitive être dans une meilleure position compétitive si la différence de valorisation de produits par le marché est plus grande que la différence des coûts. On a essayé de tenir compte de ces différences de qualités et de sortes en corrigeant d'après les différences de valorisation actuelle.

Pour le charbon vapeur, on a admis pour le futur un degré de préparation du charbon analogue à celui actuellement pratiqué. Si on se limitait à un épierrage sommaire, en supprimant toute préparation complémentaire, on obtiendrait un charbon utilisable seulement dans des centrales électriques, mais le coût de production par rapport aux charbons actuellement lavés serait réduit d'environ 1 à 1,5 dollar par tec à 7.000 calories ⁽¹⁾.

C — Les résultats actuellement disponibles

Une analyse assez poussée a pu être effectuée pour les courbes de coûts relatifs aux deux catégories de charbon cokéifiable et charbon vapeur en 1965, pour les principaux bassins de la Communauté.

Pour 1975, les études sont moins complètes et les résultats moins précis, du fait de l'incertitude plus grande sur l'évolution des rendements.

Pour des raisons de secret professionnel, il est impossible de présenter en détail les résultats auxquels on est parvenu. On peut toutefois donner une indication sur la forme générale des courbes et les tendances générales de l'évolution.

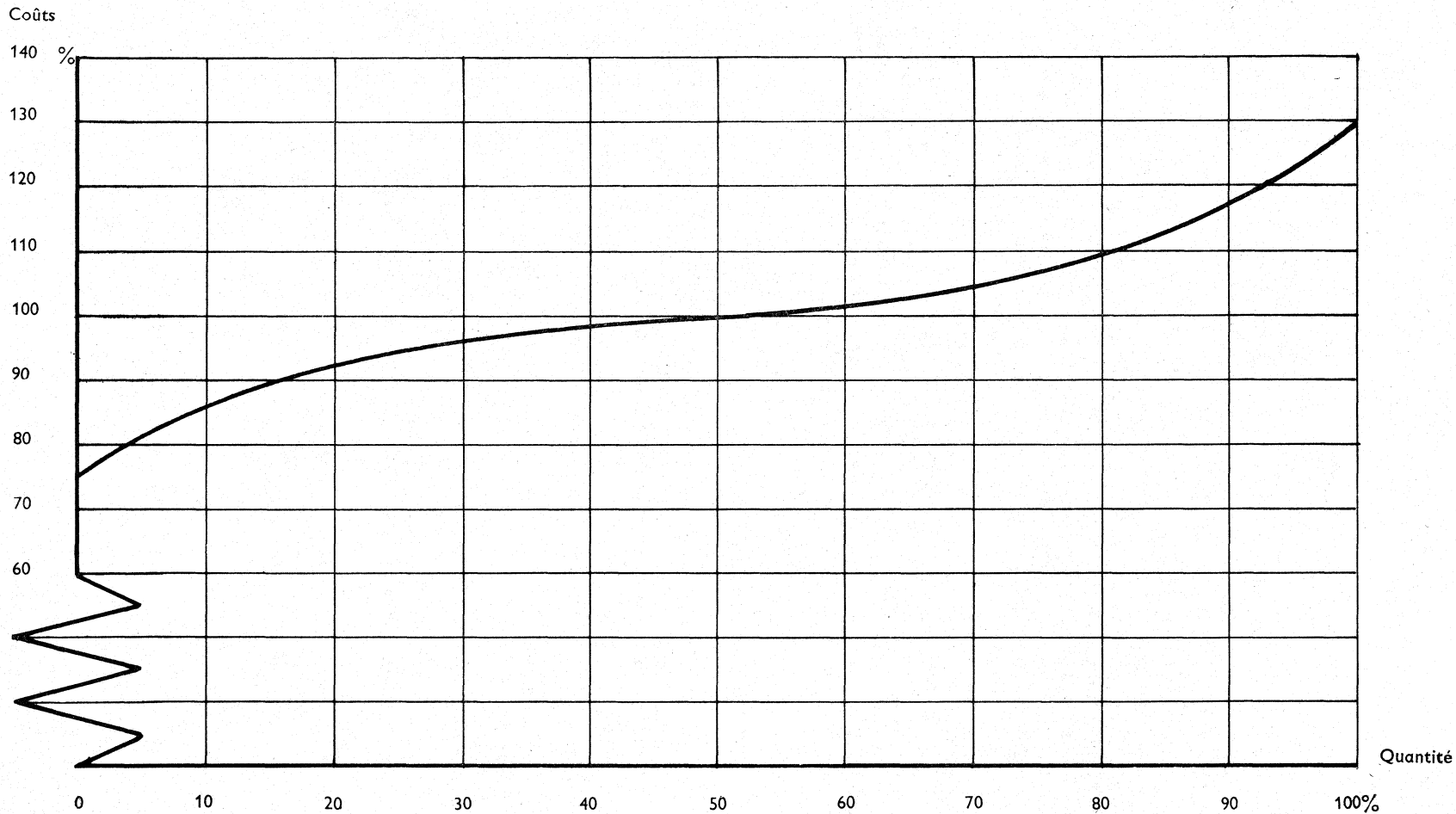
Les courbes de coûts ont l'aspect du graphique ci-joint, sur lequel ont été assemblés tous les bassins de la Communauté ⁽²⁾. Suivant les bassins, la

⁽¹⁾ Le poids effectif de ces 7.000 calories serait alors majoré de 15 à 20 %. D'autre part, au niveau des centrales, l'utilisation de ce charbon entraînerait quelques dépenses supplémentaires (notamment pour l'évacuation des cendres) qu'on a chiffrées à 0,4 dollar par tec. Tous ces points devront faire l'objet de recherches complémentaires.

⁽²⁾ Cette courbe est donnée uniquement aux fins d'illustration. Il est impossible d'en tirer la moindre conclusion sur le niveau de compétitivité du charbon de la Communauté; les études doivent se faire par bassin et avec une régionalisation des besoins. (Cf. la quatrième partie de l'étude.)

Graphique 3

Courbe type de dispersion des coûts dans les bassins charbonniers de la Communauté



pente des courbes de coûts marginaux est plus ou moins forte, mais le phénomène suivant est assez général : à gauche, quelques sièges à faible coût; puis, la grande masse des sièges pour lesquels le coût n'est pas très différent; enfin, à droite, des sièges marginaux dont le coût se relève fortement. On peut exprimer le même phénomène en indiquant que le coût moyen d'un bassin n'évolue que lentement en fonction du degré de réduction de la production ⁽¹⁾.

Il faut toutefois se garder soigneusement d'en déduire qu'une réduction, même appréciable, de la production n'aurait qu'un effet très modique sur la compétitivité d'un bassin face aux énergies importées. En effet, une telle réduction a non seulement pour résultat de réduire le coût moyen, mais encore et surtout de permettre d'abandonner les débouchés les plus éloignés de la mine et de se concentrer sur ceux qui sont plus voisins des lieux d'extraction, en réduisant ainsi les frais de transport (qui peuvent atteindre ou dépasser 25 % du prix départ mine). L'analyse de la conjugaison de ces deux effets fera l'objet de la quatrième partie.

En ce qui concerne l'évolution dans le temps, on peut noter dans les bassins les plus importants de la Communauté une tendance à une augmentation des salaires plus rapide que celle des rendements, d'où, entre 1965 et 1975, une augmentation de presque 10 % des coûts dans l'ensemble des bassins.

D'une façon plus précise, pour la période 1960-1965 :

- les bassins de la Ruhr, d'Aix-la-Chapelle, de la Sarre et du Limbourg peuvent escompter des prix de revient à peu près constants;
- dans le bassin de Campine, il convient de s'attendre à des abaissements de coûts;
- les bassins français de Lorraine et du Nord-et-Pas-de-Calais doivent s'attendre à des augmentations des coûts, car l'accroissement prévu du rendement par poste ne suffira pas à compenser l'augmentation prévisible des revenus du travail.

Au cours de la période 1965-1975, l'accroissement possible du rendement dans tous les bassins ne sera pas suffisant pour compenser l'accroissement des revenus du travail, mais la hausse du coût global qui en résultera sera moins forte dans les bassins français que dans les bassins allemands. Pour éviter toute ambiguïté, il importe de rappeler qu'il est impossible de tirer de ces indications des conclusions sur la compétitivité comparée des divers bassins; celle-ci ne peut se déduire que d'analyses tenant compte de la situation géographique de chaque bassin.

(1) Rappelons que les coûts sont relatifs à des sièges qui utilisent à plein leur capacité.

D — Précision des résultats précédents

Les deux sources principales d'imprécision ont déjà été mentionnées :

- incertitude sur l'évolution des salaires des mines européennes, due aux incertitudes sur le taux d'expansion des économies, sur la durée du travail, sur la rémunération du mineur comparée à celle du travailleur de l'industrie;
- incertitude sur l'évolution du rendement dans les mines européennes.

Si l'on admet le taux d'expansion économique, il est à peu près certain que le taux d'augmentation des salaires qui a été utilisé pour les calculs est un minimum; il n'est pas exclu qu'il faille relever la situation du mineur par rapport à celle des autres travailleurs de l'industrie pour obtenir en 1970 et 1975 le personnel nécessaire, en quantité et en qualité.

En ce qui concerne les rendements, il est plus difficile d'indiquer dans quel sens joue l'imprécision. Il est certain que les taux d'accroissement qui ont été retenus d'ici 1975 sont élevés, car il s'agit de chiffres moyens maintenus pendant une longue période. Ils semblent toutefois possibles aux yeux des experts consultés. On ne peut pas non plus rejeter l'éventualité d'une révolution dans les techniques; il est probable toutefois qu'elle ne pourrait permettre une hausse plus rapide des rendements que grâce à une mécanisation plus poussée, qui se traduirait par un relèvement des charges d'amortissement et des frais financiers (et peut-être des dépenses de fournitures). Enfin, on doit se rappeler que les efforts d'amélioration du rendement ont, jusqu'à maintenant, porté principalement sur les opérations aux chantiers d'abattage, qui requièrent moins de 40 % du total des postes fond et jour; une accentuation des efforts de rationalisation dans les autres opérations serait peut-être susceptible d'avoir des effets appréciables, mais elle ne porterait ses effets qu'après des modifications probablement très grandes de l'organisation des diverses entreprises charbonnières, et donc après un délai très important.

Chapitre 7

Le charbon importé

On raisonne uniquement sur le charbon américain, qui semble seul susceptible de fournir régulièrement des quantités annuelles de l'ordre de grandeur des besoins de l'Europe en charbons d'appoint au cours des quinze années prochaines ⁽¹⁾.

(1) Le charbon en provenance des pays de l'Est n'a pas été pris en considération, car on a estimé que, tant sur le plan des quantités que sur celui des prix, il pourrait difficilement constituer la base d'un approvisionnement régulier pour l'ensemble de la Communauté.

En l'année de référence 1960, le coût du charbon américain se décomposait approximativement comme suit :

Coût en 1960 du charbon américain en dollars par tonne métrique

	Charbon vapeur	Charbon à coke Pocahontas	Charbon à coke mélange ⁽¹⁾
Départ mine	4,40	6,50	5,25
Transport sur Hampton Roads	4,50	4,50	4,50
Fret atlantique	3,50	3,50	3,50
Total	12,40	14,50	13,25

50 % de charbon à basse teneur en MV du type Pocahontas et 50 % de charbon à haute teneur en MV.

Pour le futur, les incertitudes portent essentiellement sur les coûts départ mine et sur les frets atlantiques ⁽¹⁾.

A — Coût départ mine du charbon

Le rendement par poste, qui avait peu varié entre 1930 et 1940, a augmenté d'environ 30 % entre 1940 et 1950, et beaucoup plus rapidement ensuite (80 % entre 1950 et 1959). Cette accélération est due à la conjonction de deux facteurs :

- augmentation de rendement dans tous les types de mines, par la mécanisation des opérations et l'introduction de nouveaux procédés (« continuous miner » dans les mines souterraines) ;
- part croissante prise par la production des mines à ciel ouvert, où le rendement est deux à trois fois plus élevé que dans les mines souterraines (cette part est passée de 9 % en 1940 à 24 % en 1950 et 30 % en 1959).

A l'avenir, ces deux facteurs peuvent continuer à jouer de façon importante. L'augmentation des salaires pourrait être plus que compensée par l'augmentation de rendement à production inchangée. Mais on a tout lieu de penser que les besoins en charbon des États-Unis augmenteront fortement dans les prochaines années. D'après diverses estimations, l'augmentation serait de 67 % entre 1955 et 1975, aboutissant à une consommation de 745 millions de tonnes courtes en 1975. Il est peu probable que l'effet de cette augmentation des besoins se traduise déjà dans les prix au cours des toutes prochaines années. Pour 1965, on a seulement admis que les prix départ mine des charbons

⁽¹⁾ Pour un exposé plus complet, on se reportera à l'annexe 10.

exportés s'aligneraient sur ceux (légèrement supérieurs) des charbons livrés à l'intérieur. Au delà de 1965, au contraire, les coûts pourraient s'accroître de façon assez sensible pour le charbon à coke qui, pour une large part, provient de mines souterraines dont le coût est le plus élevé.

Cette augmentation peut être plus modérée pour le charbon vapeur, qui provient, pour une plus grande part, de mines à couches plus puissantes ou à ciel ouvert. En définitive, on a envisagé que le prix départ mine par tonne métrique pouvait passer :

- pour le charbon à coke Pocahontas, de 6,5 dollars en 1960 à 7 dollars en 1965 et 7,7 dollars en 1970;
- pour le mélange Pocahontas-Clintwood, de 5,25 dollars en 1960 et 1965 à 5,75 dollars en 1970;
- pour le charbon vapeur, de 4,40 dollars en 1960 à 4,65 dollars en 1965 et 1970.

B — Transport intérieur et transbordement aux États-Unis

Certains facteurs, tels que l'utilisation de trains-blocs de 240 wagons de 80 tonnes, peuvent laisser prévoir certaines modifications en baisse des tarifs actuels. L'ordre de grandeur de ces baisses possibles ne peut pas être estimé actuellement. Des prévisions à long terme sur le prix cif ne peuvent d'ailleurs pas en être sérieusement affectées.

Si appel devait être fait à des charbons situés plus à l'ouest, le transport jusqu'à la côte serait plus onéreux, mais ce charbon serait probablement produit à un coût plus faible.

C — Fret atlantique

Les fluctuations énormes des frets au cours de ces dernières années (2,9 dollars en juin 1959, 10 dollars au début de 1956, 15 dollars en décembre 1956) ont laissé croire qu'il était impossible de faire des prévisions sérieuses pour les frets. En fait, ces fluctuations portaient sur un trafic d'un montant très irrégulier destiné à couvrir des besoins sporadiques, reflet des tensions politiques ou conjoncturelles à caractère essentiellement temporaire. Ici, au contraire, nous recherchons le coût de l'acheminement régulier de tonnages importants, qui serait donc effectué par de gros minéraliers fonctionnant de façon régulière tout au long de leur existence.

On est conduit alors à rechercher le coût de fonctionnement de tels bateaux qui seraient construits dans les années prochaines. On arrive à des estimations qui sont comprises entre 3,5 et 5 dollars par tonne pour le trajet Hampton

Roads — Rotterdam, notamment selon la taille du minéralier employé (pour les autres ports de la Communauté le fret peut être sensiblement différent).

D — Coût cif du charbon vapeur

En rassemblant les éléments précédents, on arrive pour 1970 aux estimations suivantes en dollars par tonne :

Coût départ mine	4,5 — 5
Transport sur Hampton Roads et manutention	4,2 — 4,7
Fret atlantique	3,5 — 5
Coût cif	12,2 — 14,7

Sur la base de ces chiffres, on peut retenir 13 — 13,5 dollars comme valeur centrale.

E — Coût cif du charbon à coke

Pour le charbon à coke en provenance des États-Unis, une gamme de prix est à envisager suivant la nature du charbon. Les charbons les plus chers seraient les charbons d'appoint à basse teneur en MV du type Pocahontas et destinés à des mélanges avec des charbons européens à haute teneur en MV. En 1970, le prix de ce charbon serait d'environ 16,5 dollars par tonne rendu port de la mer du Nord. Les charbons les moins chers seraient un mélange préparé par les vendeurs de charbons à basse et haute teneur en MV. Le prix de ce mélange en 1970 serait d'environ 14,5 dollars.

Chapitre 8

Le lignite

Environ 94 % de la production communautaire actuelle provenant de l'Allemagne, la situation et les perspectives du lignite de la C.E.C.A. sont caractérisées par les conditions d'exploitation en République fédérale. Comme ce problème a déjà été étudié dans l'enquête allemande sur l'énergie, on se limitera ici à reprendre les résultats principaux de cette enquête ⁽¹⁾.

D'après la valeur calorifique, on distingue grossièrement entre le lignite récent et le lignite ancien. Comme en 1960 la Communauté entière pro-

⁽¹⁾ Cf. « Untersuchung über die Entwicklung der gegenwärtigen und zukünftigen Struktur von Angebot und Nachfrage in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik unter besonderer Berücksichtigung des Steinkohlenbergbaus », Berlin 1962.

duisait environ 98 millions de tonnes de lignite récent et 3 millions de tonnes de lignite ancien seulement, l'intérêt d'une analyse porte sur l'évolution du lignite récent.

A — Les réserves

Les réserves de lignite prêtes pour l'abattage selon les méthodes d'exploitation actuelles sont estimées à environ 9 milliards de tonnes ou 2,5 milliards de tonnes équivalent charbon ⁽¹⁾.

B — L'évolution des coûts

a) *Lignite récent*

En 1959, le coût moyen de production du bassin rhénan, englobant les sièges les plus importants, était de 2 dollars par tonne de lignite ou de 7,6 dollars par tonne équivalent charbon. La répartition par grandes catégories de dépenses se présente comme suit :

	\$/t	en %
Coûts d'exploitation	0,6	31
Amortissements et intérêts	0,7	35
Autres	0,7	34
	2,0	100

Plus de la moitié des coûts d'exploitation est imputable à l'enlèvement du mort-terrain, les autres frais étant surtout conditionnés par des indemnisations pour dommages miniers et des dépenses de remise en culture fixées par la loi. Dans les *autres régions* productrices en Allemagne, les frais d'extraction varient entre 2,2 dollars (Bavière) et 5,7 dollars (Hesse), par tonne de lignite, la différence s'expliquant essentiellement par la profondeur des gisements.

Perspectives 1965-1975. — En admettant un accroissement annuel des salaires d'environ 5 %, une réduction de la durée du travail à 40 heures à partir de 1963 et une généralisation de l'exploitation à l'aide de machines de grandes dimensions, on peut s'attendre, jusqu'à 1975, à une augmentation des coûts de production du lignite rhénan de 30 %.

⁽¹⁾ Équivalent charbon à 7.000 kcal/kg.

Coûts d'exploitation. — L'évolution des coûts d'exploitation reflétera la détérioration des conditions géologiques. Dans le bassin rhénan, un quart du lignite actuellement extrait provient de la région sud, où l'on ne compte, en général, qu'un demi-mètre cube de mort-terrain par tonne de lignite. Au fur et à mesure que les réserves de cette région s'épuiseront (durée de vie des réserves actuelles : jusqu'à 1970), on sera obligé d'exploiter des gisements au nord, où la relation mort-terrain/charbon atteint une moyenne de 3 à 1. Le passage complet à l'exploitation par des machines de grandes dimensions ne compensera pas cette détérioration : même aux salaires de 1959, on devrait s'attendre à une hausse des coûts d'exploitation de 0,25 dollar par tonne.

Amortissements et intérêts. — La détérioration de la relation mort-terrain/lignite conduira à une augmentation des dépenses de capital pour les machines de grandes dimensions. Même en admettant une durée de vie plus longue des nouvelles installations et tout en retenant les salaires actuels, les intérêts et les amortissements monteraient de 0,7 dollar par tonne en 1959 à 1,1 dollar par tonne en 1975.

Coûts totaux. — C'est grâce à une réduction très forte des frais d'indemnisation et de remise en culture compensant deux tiers de la hausse des frais d'exploitation que les coûts totaux de la production rhénane augmenteront de 0,6 dollar par tonne seulement.

Dans les autres bassins allemands, la hausse des coûts totaux varierait entre presque 1 dollar par tonne et 2,1 dollars par tonne de lignite produit.

b) *Lignite ancien*

D'après les renseignements de l'enquête sur le lignite ancien exploité en Bavière, le coût de production de la « Pechkohle » aurait été en 1959 de 20 dollars par tec. On s'attend à une augmentation de prix d'au moins 6 dollars jusqu'à 1975.

c) *Résumé*

En tenant compte de la valeur calorifique de différents types de charbon et en admettant une croissance des salaires de 5% par an, on peut s'attendre à un prix moyen du lignite rhénan d'au maximum 10 dollars par tec vers 1975.

C — L'évolution de la production

Les mines de lignite allemandes auraient basé leurs plans d'exploitation sur l'évolution suivante (lignite récent, en millions de tonnes) :

	Rhénanie	Autres régions productrices	République fédérale total
1960	81,4	14,7	96,1
1975	95,0	15,5	110,5

L'expansion se manifestera donc surtout dans le bassin rhénan.

En supposant que l'extraction de *lignite ancien* en Allemagne ainsi que la production totale de lignite dans les *autres pays de la Communauté* restent environ stationnaires, c'est-à-dire au niveau atteint en 1961, on arrive à un chiffre de production tonne pour tonne de 117 millions de tonnes en 1975, c'est-à-dire d'environ 34 millions de tec à comparer à 29 millions de tec en 1960.

L'accroissement serait exclusivement dû aux besoins croissants des centrales électriques. La production de briquettes de lignite se réduirait à environ 8 millions de tonnes ou 5 millions de tec contre 10 millions de tec en 1961.

Chapitre 9

Les produits pétroliers

Pour déceler les tendances de l'offre de produits pétroliers dans la Communauté, il est indispensable de procéder à un examen du marché du pétrole à l'échelle mondiale; cette démarche est nécessaire en raison tant de la répartition géographique de la production que de la structure de l'industrie.

Seuls deux pays au monde sont à la fois grands producteurs et importants consommateurs de pétrole : ce sont les États-Unis et l'U.R.S.S. Ailleurs, les régions de grande production sont situées dans des pays encore peu industrialisés et à faible consommation; inversement, les pays à structures industrielles développées d'Europe occidentale et d'Extrême-Orient ne disposent que de productions locales largement insuffisantes.

A ces circonstances découlant des conditions naturelles ⁽¹⁾ s'ajoute la prédominance sur la plupart des marchés, hormis celui des États-Unis, de compagnies qui exploitent des gisements et exercent des activités de raffinage et de distribution dans presque tous les pays. Cette intégration verticale et internationale explique l'interconnexion des débouchés des grands centres producteurs de pétrole qui exportent vers tous les continents.

Depuis une quarantaine d'années, la consommation mondiale de pétrole double à peu près tous les dix ans. Diverses estimations conduisent à penser que la consommation totale, à l'exception de celle de l'U.R.S.S., de l'Europe orien-

(1) Ou plutôt de la connaissance que l'on en a présentement et de l'état actuel de la technique.

tale et de la Chine, pourrait doubler entre 1960 et 1975 : les besoins des États-Unis augmenteraient d'environ 50 %, ceux de l'Europe seraient multipliés par 2,5 environ, ceux des autres pays par 2,5 ou 3. Parmi ces derniers, se trouvent bon nombre de pays en voie de développement dont le taux d'expansion économique est particulièrement difficile à prévoir et pour lesquels les chiffres précédents pourraient être un peu faibles; mais la répercussion de cette incertitude sur le total reste limitée. Finalement, les besoins mondiaux de pétrole vers 1975, non compris ceux des pays de l'Est, se situeraient aux environs de 2 milliards de tonnes par an.

A ce chiffre s'ajoutera la consommation des pays de l'Europe orientale, de l'U.R.S.S. et de la Chine continentale. On ne possède que des données rétrospectives très globales sur la consommation dans ces pays, mais on sait que les hydrocarbures (pétrole et gaz naturel) vont prendre une place rapidement croissante dans l'approvisionnement énergétique de l'U.R.S.S. et de l'Europe orientale. Compte tenu des échanges entre les pays de ce groupe, il reste à l'heure actuelle un solde exportateur vers le reste du monde et il apparaît raisonnable d'admettre que cette situation se prolongera à l'avenir ⁽¹⁾; cependant, l'intensité de cette offre dépendra des résultats de la recherche et des disponibilités en équipement pour le développement des champs et les transports. D'un autre côté, les exportations de ces pays sont incluses dans des accords bilatéraux et leur volume est étroitement lié à la politique commerciale des pays acheteurs. On a donc raisonné en admettant une fourchette vraisemblable de surplus exportable s'élargissant fortement dans le temps.

Dans le cadre général ainsi défini, deux séries de questions se posent. Il s'agit tout d'abord de savoir si les disponibilités physiques de pétrole brut seront suffisantes pour faire face à l'augmentation de la demande mondiale : ce sera l'objet de la première section.

L'autre aspect du problème concerne les conditions de coût et de prix auxquelles pourrait être assurée la couverture de ces besoins : dans la deuxième section, on rappellera l'évolution des mécanismes de formation des prix et l'on montrera la signification incertaine, dans la situation actuelle, des « prix affichés » aux grandes origines de même que la portée douteuse des rabais accordés pour certaines transactions. Les données de prix ne permettant pas, en raison des incertitudes dont elles sont affectées, de dégager les tendances à long terme, on procédera dans la section 3 à un examen des éléments objectifs — c'est-à-dire des coûts. C'est à partir de ces derniers que seront ensuite tracées, dans la section 4, des perspectives de prix pour le fuel lourd en Europe.

(1) Les perspectives de production de l'Union soviétique, basées sur les potentialités des étendues sédimentaires du pays seraient de 240 MT/an en 1965, 350 MT/an en 1970 et la capacité de production pourrait être portée à 700 MT/an en 1980. Quant à la Chine, aucun chiffre ne peut être avancé aujourd'hui; mais il faut souligner les efforts gouvernementaux tendant à développer une productivité pétrolière interne, efforts qui se fondent sur des conditions géologiques apparemment favorables.

Section 1 — Aspect quantitatif

Les réserves prouvées de pétrole sont actuellement évaluées à environ 41 milliards de tonnes récupérables ⁽¹⁾, ce qui représente, au *rythme actuel*, près de 40 années de production.

Les réserves récupérables aujourd'hui prouvées ne représentent qu'une partie des ressources mondiales, c'est-à-dire des quantités de pétrole que l'on peut espérer pouvoir extraire des champs pétrolifères découverts ou à découvrir. Le chiffre de 240 milliards de tonnes a été avancé comme représentant les quantités que l'on pourrait extraire dans les conditions économiques et avec les techniques actuelles. Certains estiment même que cette évaluation des quantités totales sur lesquelles on peut compter est extrêmement prudente et pèche largement par défaut. Quoi qu'il en soit, si ces chiffres ne sont pas suffisamment élevés pour conclure que les réserves de pétrole sont illimitées, du moins mènent-ils à la conclusion que sur le plan purement quantitatif et en circonstances normales l'approvisionnement devrait pouvoir être assuré sans difficulté majeure dans les 20 ou 25 ans à venir.

Ces chiffres donnent en même temps la mesure de l'effort de recherche qui sera nécessaire dans les prochaines années; même si l'on devait se contenter en 1975 d'un « stock » de réserves prouvées de seulement 25 années de production courante, il serait encore nécessaire de découvrir d'ici là 25 à 30 milliards de tonnes de réserves nouvelles. Ceci réclame un effort orienté dans trois directions :

- reconnaissance de l'extension des gisements récemment découverts, encore mal connus et évalués par défaut;
- découverte de nouveaux gisements;
- perfectionnement et application des techniques permettant d'augmenter la récupération finale ⁽²⁾.

Pour donner une vision objective de la situation et des perspectives, ces appréciations globales doivent être complétées par un examen de la répartition géographique actuelle des réserves. Cette répartition, donnée au tableau 27, met en lumière :

- l'extrême concentration des réserves en trois grandes régions : États-Unis, Venezuela et Moyen-Orient, qui détiennent ensemble 88 % des réserves mondiales ⁽³⁾;

(1) Y compris l'Europe orientale, l'U.R.S.S. et la Chine (ensemble un peu moins de 5 milliards de tonnes).

(2) Les réserves prouvées au Moyen-Orient sont évaluées aujourd'hui à 25 milliards de tonnes environ; les réserves probables à partir des seuls gisements découverts aujourd'hui pourraient atteindre 40 milliards de tonnes environ.

(3) Pourcentage par rapport aux réserves totales, non compris celles de l'U.R.S.S., de l'Europe orientale et de la Chine.

- la part très largement prépondérante du Moyen-Orient, où se situent environ 67 % des réserves prouvées du monde;
- la faible part de l'Europe occidentale dans le total mondial, soit moins de 1 % ⁽¹⁾;
- le volume encore modeste des réserves prouvées en Afrique du Nord (moins de 3 % ⁽¹⁾);
- l'importance traditionnelle de l'U.R.S.S., dont les réserves récupérables étaient évaluées à la fin 1960 à 4,5 milliards de tonnes environ, soit 11 % du total du monde entier⁽²⁾.

Tableau 27 — Estimation des réserves de pétrole actuellement prouvées

Zone	Réserves 1960		Production 1960		Rapport réserves/ production 1960
	MT	%	MT	%	
Moyen-Orient	24.570	67,2	259	28,0	95
U.S.A.	4.980	13,7	388	41,9	13
Venezuela	2.650	7,2	148	16,0	18
Indonésie	1.270	3,5	21	2,3	61
Afrique (y compris l'Égypte)	1.155	3,2	17	1,8	68
Amérique du Nord (sauf U.S.A.)	860	2,4	40	4,3	21
Caraïbes et Amérique du Sud (sauf Venezuela)	600	1,6	31	3,4	19
Europe occidentale	240	0,7	15	1,65	16
Extrême-Orient (sauf Indonésie)	185	0,5	6	0,65	31
Total	36.510	100,0	925	100,0	40
U.R.S.S. — Bloc oriental	4.500		167		27
Total général	41.010		1.092		38

Section 2 — Historique des mécanismes de formation des prix

A — Pétrole brut

Pendant longtemps, les États-Unis furent le plus grand producteur et exportateur de pétrole. C'est la raison pour laquelle les prix américains conservèrent pendant très longtemps une signification universelle : les prix des con-

(1) Pourcentage par rapport aux réserves totales, non compris celles de l'U.R.S.S., de l'Europe orientale et de la Chine.

(2) Il semble que ce soit là une estimation prudente; toutefois, il est difficile d'apprécier les renseignements publiés en l'absence d'informations précises, à la fois sur les gisements découverts et sur les méthodes utilisées en U.R.S.S. pour l'évaluation des réserves, notamment sur le facteur de récupération.

currents des exportateurs américains, quel que soit le lieu de production, s'alignaient sur ceux auxquels revenait le pétrole américain en chaque point de consommation. Tel fut notamment le cas des productions du Moyen-Orient, pour lesquelles ce système appliqué jusqu'après la deuxième guerre mondiale entraînait une discrimination des prix fob suivant les destinations; c'est à la suite de l'intervention de l'Economic Cooperation Administration qu'une cotation unique à chaque port de chargement remplaça la pratique des prix multiples; ces cotations furent d'abord calculées de telle sorte que le brut du Moyen-Orient pût concurrencer celui du Venezuela au Royaume-Uni; dans une seconde étape, la côte nord-est des États-Unis se substitua aux ports de la Manche comme point de rencontre des prix cif.

Le système des « posted prices » ainsi défini a, pendant une dizaine d'années, assez bien reflété les conditions réelles du marché. Mais depuis que les États-Unis ont établi en 1958 un contrôle des importations, les prix affichés au Moyen-Orient, majorés des frets à travers l'Atlantique, sont devenus sensiblement plus bas que les prix intérieurs américains. Dans ces conditions, et sous la pression croissante de l'offre, une situation s'est progressivement développée suivant laquelle certaines ventes sur le marché international s'effectuent à un niveau inférieur à celui des prix affichés. Cette baisse a surtout été sensible au départ du Moyen-Orient, mais s'est également produite au Venezuela et dans d'autres régions productrices. Dans ces circonstances, il aurait peut-être été justifié de réduire les prix affichés plus que cela n'a été fait; mais les gouvernements des pays producteurs ont exercé une pression sur les sociétés pétrolières pour maintenir les prix à leur ancien niveau. Le niveau des « posted prices » n'a donc pas été changé depuis septembre 1960, mais il s'est développé une pratique de rabais dont l'importance n'est qu'imparfaitement connue.

Finalement, les prix affichés constituent encore, en principe, les prix d'ordre dans les échanges internes des grands groupes pétroliers; mais comme ils servent de référence pour le calcul des redevances et impôts versés aux États producteurs, ils sont soumis à des contraintes politiques et ne correspondent pas forcément — au moins à priori — aux prix moyens effectivement réalisés par les compagnies productrices. A l'inverse, les rabais individuels ne portent que sur la part de la production de pétrole brut vendue par ces compagnies à des acheteurs indépendants: ces ventes ne représentent qu'une fraction marginale du marché, sur laquelle, en outre, se concentre la pression de l'offre russe. Il n'est donc pas possible d'apprécier le prix du pétrole brut en extrapolant purement et simplement à l'ensemble du marché ces rabais, d'ailleurs variables suivant les transactions.

Finalement, le prix moyen réel du pétrole brut n'est pas aujourd'hui une donnée immédiate: à cause de la prédominance de l'intégration verticale, il est plutôt un résultat correspondant à la valorisation obtenue en fonction des prix de vente des produits raffinés sur les lieux de grande consommation.

B — Produits raffinés

Pour les produits raffinés, l'évolution a été assez similaire à ce qui s'est passé pour le pétrole brut. Le principe de la parité en tous lieux avec les prix

américains a été longtemps la règle. Ici encore, c'est une intervention administrative qui vint modifier cette pratique : se conformant au désir exprimé par l'amirauté britannique pendant la deuxième guerre mondiale, les raffineries du golfe Persique substituèrent aux prix multiples des cotations fob fixées approximativement aux mêmes niveaux que celle des États-Unis et des Caraïbes. Dans ce système, dit des points de base, les prix des produits raffinés en Europe occidentale se trouvaient fixés à la parité d'importation ex-Caraïbes ou ex-golfe de Mexique ; bien entendu, des circonstances locales, des réglementations de prix, des structures particulières au niveau de l'industrie du raffinage, etc., affectaient plus ou moins l'application de la règle ; mais d'une manière générale, la structure des prix des raffinés en Europe occidentale était largement influencée par celle des États-Unis. Ce mode de fixation des prix, qui continue à servir de référence pour les barèmes publiés par les grandes compagnies, ne reflète plus toujours les conditions réelles sur de nombreux marchés européens, spécialement pour les fuels lourds qui font l'objet d'une pratique étendue de rabais. Depuis 1958, en effet, les prix effectifs des produits raffinés sur les marchés européens ont suivi un processus rapidement évolutif.

La baisse des prix a été, d'une manière générale, moins accentuée sur les produits blancs (essence particulièrement) que sur les produits noirs (fuel lourd). Ceci tient surtout au fait que les grandes compagnies pétrolières continuent à contrôler le marché de l'essence, alors que pour celui des fuel-oils la concurrence est beaucoup plus vive du fait de nombreux importateurs indépendants, dont certains se procurent ce produit à des conditions avantageuses, notamment en U.R.S.S.

Une telle réaction du marché s'explique aisément, car la mise en place d'un réseau de distribution d'essence impose une organisation beaucoup plus complexe et des frais d'investissement plus élevés que pour vendre du fuel-oil.

Cette baisse, en modifiant profondément la physionomie de la concurrence sur le marché de l'énergie en Europe, a entraîné des réactions diverses de la part des pouvoirs publics : application de taxes sur les combustibles liquides, limitation des rabais par rapport aux barèmes ou encore fixation de prix limites pour l'essence. Il en résulte des différences notables de prix avec taxes suivant les pays de destination, différences qui sont en partie le reflet de discriminations fiscales ou réglementaires, des politiques commerciales, etc.

Cette évolution des prix des produits pétroliers en Europe a suscité de nombreuses analyses souvent contradictoires, dont les principales ont trait aux relations réciproques des rapports des prix des produits entre eux et reposent généralement sur l'idée qu'il est impossible d'affecter des coûts à chaque produit pétrolier, puisque ceux-ci sont issus d'une production jointe.

Ces points de vue, de même que l'analyse historique des prix sont exposés en détail à l'annexe 11 dans la section consacrée aux prix ⁽¹⁾.

De toute manière, la complexité de la situation impose pour la recherche des tendances futures du marché un examen des éléments de coûts de production à chaque stade y compris à celui de la recherche et de la production.

(1) Cf. annexe 11, section IV.

Section 3 — Les coûts

A — Éléments de coûts du pétrole brut

Par coût il faut entendre ici un coût à long terme, c'est-à-dire incluant les dépenses de recherches, de mise en production (ou développement) des gisements et d'exploitation, le tout calculé en tenant compte des décalages souvent importants entre les dates des dépenses et celle de l'extraction et de la mise à disposition du pétrole brut.

Tel qu'il est ainsi défini, ce coût en développement est particulièrement difficile à évaluer pour le pétrole; ceci tient à deux traits essentiels qui caractérisent les risques particuliers de l'industrie pétrolière : le caractère aléatoire de la recherche et l'extrême dispersion des coûts de production découlant des conditions naturelles. Il en résulte qu'il n'est possible de mesurer ni le coût de remplacement des réserves prouvées ni celui de l'exploitation des gisements à découvrir sauf à recourir à des extrapolations statistiques; or, de telles méthodes ne peuvent être valablement appliquées que si elles reposent sur une expérience suffisamment étendue dans le temps, dans l'espace et par le nombre de gisements observés pour que des moyennes significatives puissent être dégagées; c'est pourquoi elles se limitent généralement à l'étude de l'évolution aux États-Unis, où elles ne sont d'ailleurs considérées que comme de simples indications de tendances.

Partout ailleurs, les résultats de spéculations de ce genre seraient particulièrement fragiles; aussi n'est-il possible de donner pour les grandes régions productrices situées hors des États-Unis que des informations représentatives des coûts à partir des gisements *actuellement découverts* et compte tenu des dépenses d'explorations effectuées jusqu'à présent : il s'agit donc non de coûts en développement au sens strict du terme, mais de « coûts actuels ». Cette limitation restreint la portée des indications chiffrées pour des régions comme le Venezuela ou l'Afrique du Nord; pour le Moyen-Orient, toutefois, les réserves prouvées sont si vastes que les coûts moyens « actuels » demeurent valables dans la limite d'une production au moins double et vraisemblablement triple de celle de 1960, c'est-à-dire approximativement tout au cours de la période étudiée.

Les indications figurant à l'annexe 11 analysent les trois éléments principaux qui, du point de vue économique, entrent dans les prix du pétrole brut :

— un coût technique de production local (comprenant la couverture des dépenses de recherches);

- des redevances et impôts ⁽¹⁾ versés aux États;
- une marge variable dans le temps et selon les entreprises, comprenant à la fois le bénéfice des compagnies et la couverture d'une série de frais communs à l'ensemble des activités de chaque groupe, et notamment la compensation des pertes en capital subies à l'occasion de campagnes de recherche dans d'autres régions.

a) *Coûts techniques locaux*

Les coûts techniques moyens de production de pétrole brut sont aux États-Unis environ sept fois et au Venezuela près de trois fois plus élevés qu'au Moyen-Orient (tableau 28). Cette dernière région comprend aujourd'hui les bassins pétroliers les plus importants du monde; elle s'étend sur des territoires très vastes recouvrant des réservoirs situés dans des formations géologiques diverses et dont un grand nombre n'ont pas encore été explorées : la caractéristique essentielle y est l'existence d'accumulations de pétrole de dimensions exceptionnelles comme il n'en a jamais été découvert dans d'autres parties du monde.

Tableau 28 — Estimation des coûts moyens de production de pétrole brut dans quatre grandes zones ⁽¹⁾ : situation actuelle (en dollars par tonne)

Zone	Recherche	Développement	Exploitation	Total sans redevances
États-Unis	7 à 8	9 à 10	2 à 3	18 à 21
Venezuela	1,5 à 2,0	4 à 5,5	(²)	5,5 à 7,5
Moyen-Orient	0,3 à 0,5	1,5	0,5	2,3 à 2,5
Sahara-Libye	2	4 à 5	3 à 4 (³)	9 à 11

(¹) États-Unis : coût au puits.
 Venezuela : coût fob à l'embarquement.
 Moyen-Orient : coût fob golfe Persique.
 Sahara-Lybie : coût fob côte méditerranéenne.

(²) Inclus dans le développement.

(³) Y compris transport jusqu'à la côte.

(¹) Les redevances et impôts doivent en effet être considérés comme faisant partie des coûts; ceci est vrai dans la mesure où l'imposition des compagnies productrices dans le pays d'origine ne comporte pas des aménagements susceptibles de réduire cette charge.

Tableau 29 — Coûts cif approximatifs en différents ports des pétroles bruts de diverses origines (en dollars par tonne)

Origine	Golfe Persique			Sahara			Venezuela		
Destinations	A	B	C	A	B	C	A	B	C
<i>Taux de frets</i>	<i>1. Sans redevances ni impôts</i>								
Scale flat (moyenne de fret en 1959-1960)	8,5	10,5	12	11,5	13	14,5	12	11,5	9,5
Scale - 20 (moyenne pour quelques années)	7,5	9	10	11	12,5	13,5	11	10,5	9
Scale - 30 (tendance à long terme)	7	8,5	9,5	11	12	13	10,5	10	8,5
	<i>2. Avec redevances et impôts au niveau actuel</i>								
Scale flat	13,5	15,5	17				19	18,5 ⁽¹⁾	16,5
Scale - 20	12,5	14	15				18	17,5 ⁽¹⁾	16
Scale - 30	12	13,5	14,5				17,5	17 ⁽¹⁾	15,5

N.B. Destinations A : Gènes.

B : Rotterdam.

C : USNH (Côte nord-est des États-Unis).

(¹) En comptant la « royalty » moyenne.

b) Les royalties

Le terme de « royalties » est entendu ici au sens large et comprend aussi bien les redevances proprement dites que les impôts sur le bénéfice perçus par les États des pays de production.

Il y a dans le monde de très nombreux régimes fiscaux du pétrole et, pour apprécier la charge et la situation concurrentielle de chaque région, il convient d'analyser en détail les mécanismes appliqués. Pour s'en tenir au Venezuela et au Moyen-Orient, les principales distinctions sont les suivantes :

- la redevance est au Venezuela de 1/6 et au Moyen-Orient de 1/8 du prix de vente;
- les impôts sur le bénéfice local (c'est-à-dire comprenant la « marge », troisième élément de coût énuméré plus haut) sont tels que, finalement, après inclusion des redevances, l'État reçoit au Venezuela plus des deux tiers et au Moyen-Orient environ la moitié de ces « bénéfices locaux »;
- au Venezuela, le chiffre d'affaires qui sert de base de calcul retient en principe les prix de vente réels, sous réserve des contrôles et restrictions de l'autorité fiscale; au Moyen-Orient, les prix affichés constituent la référence de calcul.

Les charges fiscales *moyennes* se situent aujourd'hui approximativement aux niveaux suivants à la tonne :

Venezuela : 7 dollars moyenne générale ⁽¹⁾;

Moyen-Orient : 5 à 6 dollars suivant les qualités et les pays.

Il est clair que cet élément de coût pose un problème plus politique qu'économique, encore qu'il dépende de l'abondance ou de la rareté relative de l'offre par rapport à la demande.

c) *Provisions et bénéfices*

Le dernier élément comprend un ensemble de dépenses diverses et de charges de péréquation entre des gisements exploités dans divers pays et ayant des productivités différentes; à la limite, cette péréquation est une compensation pure et simple de pertes pour des campagnes de recherche infructueuses.

Les compagnies pétrolières réinvestissent la plus grande partie des bénéfices apparents réalisés au niveau de la production de pétrole brut au Moyen-Orient dans un ensemble d'opérations. Il est difficile de mesurer à priori la part exacte de bénéfice réel contenue dans ce poste : ceci tient aux raisons exposées précédemment sur l'incertitude concernant le coût de remplacement des réserves. En toute hypothèse, la marge dont il s'agit peut être variable non seulement en fonction de l'effort de recherches de chaque compagnie, mais aussi de sa politique financière. Si, par exemple, on cherche à diversifier géographiquement les capacités, les sources de financement procurées par les bénéfices apparents au Moyen-Orient devront être relevées. Dans l'immédiat, cette éventualité est contrecarrée par la concurrence que s'exercent entre elles les compagnies et qui a des chances de subsister encore un certain nombre d'années tant que l'offre sera en net excédent sur la demande ⁽²⁾.

B — Frets maritimes

Il n'est pas question de prévoir des taux de frets, mais au contraire de rechercher l'évolution du coût de l'acheminement régulier du pétrole des sources de production d'outre-mer aux ports de la Communauté en se basant sur l'existence et le développement d'une flotte maritime composée de navires de dimensions et de caractéristiques différentes.

Les indications figurant en annexe permettent de retenir les coûts *moyens* approximatifs suivants (en dollars par tonne métrique) :

⁽¹⁾ La base de calcul étant en principe le prix réel, la charge effective peut être sensiblement plus faible sur les quantités expédiées vers les marchés où l'écoulement du brut ou de produits vénézuéliens suppose l'octroi de rabais importants.

⁽²⁾ Les constatations faites en ce qui concerne les disponibilités montrent que la situation d'excédents de l'offre pourra, sauf trouble politique grave, se maintenir pendant encore un certain nombre d'années.

	Rotterdam		Gênes	
	aujourd'hui	dans quelques années	aujourd'hui	dans quelques années
Golfe Persique ⁽¹⁾	6,7	5 à 5,7	5,2	4 à 4,4
Méditerranée orientale	3,1	env. 2,5	1,8	env. 1,4
Caraïbes	4,4	env. 3,2	4,2	env. 3,4

⁽¹⁾ En supposant les taxes au canal de Suez environ constantes.

En admettant que les surplus de tonnages auront disparu d'ici là, les taux spots actuellement beaucoup plus bas que la moyenne devraient dans quelques années osciller autour de ces valeurs moyennes.

On en déduit les coûts cif approximatifs du tableau 29.

C — Raffinage

Le coût de raffinage varie suivant la nature du brut traité, l'importance relative des divers produits obtenus ainsi que certaines exigences qualitatives. Pour un raffinage limité aux opérations élémentaires, il est actuellement en Europe de 5 à 6 dollars par tonne de brut traité.

Comme le traitement de pétrole brut conduit à la production de produits liés, l'affectation des coûts à chaque produit soulève un ensemble de problèmes théoriques délicats :

- dans un raisonnement à court terme, supposant un équipement de raffinage constant, il est difficile de trouver des critères satisfaisants de répartition, car les coûts marginaux de chaque produit sont très variables suivant les conditions de départ et les moyens techniques utilisés pour développer la production de tel ou tel produit, etc.;
- au contraire, dans une perspective à long terme, le développement de l'offre d'un produit suppose l'expansion des équipements nécessaires, et le produit considéré doit normalement supporter les charges correspondantes.

Les coûts de raffinage à imputer au fuel lourd comprennent dès lors les investissements nécessaires à la réception, au stockage et à la distillation du brut à traiter ainsi qu'au stockage du produit lui-même, d'une part, et des combustibles et divers frais de manipulation, d'autre part : l'ordre de grandeur de ce coût se situe aujourd'hui à environ 1,5 dollar par tonne ⁽¹⁾.

⁽¹⁾ Aux coûts analysés ci-dessus s'ajoutent divers frais communs et le coût de stockage de réserve, soit au total environ 1 dollar par tonne.

Section 4 — Tendence des prix à long terme

A partir des considérations qui viennent d'être exposées, on peut chercher à fixer des points de repère pour tracer la tendance à long terme des prix du fuel lourd en Europe, et ceci par deux voies différentes : d'une part, en partant des prix du pétrole brut et en examinant les éléments de coût sur l'ensemble de la chaîne production-consommation; d'autre part, en analysant les conditions de marché en Atlantique nord.

A — Prix du pétrole brut

Pour se limiter au cas du Moyen-Orient, qui représente plus de 80 % de l'approvisionnement actuel de l'Europe, le niveau des prix affichés est de l'ordre de 1,8 dollar par baril, soit environ 12,60 dollars par tonne. Par rapport à ces prix, des compagnies pratiquent des rabais au profit d'acheteurs indépendants allant jusqu'à 0,30 dollar par baril, ce qui correspond à un prix fob de 1,50 dollar par baril ou de 10,50 dollars par tonne ⁽¹⁾. Ces prix comprennent des redevances versées aux gouvernements des pays producteurs qui représentent environ 5 dollars par tonne.

A long terme, deux éléments principaux seraient susceptibles d'exercer une influence dans le sens de la hausse des prix du pétrole :

- accroissement des frais de recherches et d'exploitation;
- pression exercée par les pays producteurs pour accroître les recettes que leur procure le pétrole produit sur leur territoire.

Il semble cependant que, sous réserve des incidences possibles des exigences des pays producteurs, l'influence des facteurs de hausse puisse être contrecarrée par le jeu de la concurrence entre les compagnies productrices, concurrence qui a des chances de subsister aussi longtemps que l'offre sera en net excédent sur la demande.

L'hypothèse la plus raisonnable que l'on puisse faire dans ces conditions est celle du maintien, pendant quelques années, des prix à un niveau peu différent du niveau actuel, c'est-à-dire y compris les rabais appliqués aux prix postés.

Dans la suite du calcul, en tenant compte d'une marge d'incertitude raisonnable, on retiendra comme limite possible les prix affichés actuels et sans rabais.

⁽¹⁾ Pour la part relativement peu importante de la production du Moyen-Orient qui a fait l'objet de cessions sur contrats à durée limitée à des acheteurs non intégrés.

B — Tendence des prix du fuel-oil

On constatera dans les prévisions faites pour 1975 que la consommation de fuel-oil augmentera sans doute plus vite que celle de l'essence et des autres produits raffinés. Une telle évolution devrait, semble-t-il, conduire les compagnies à rechercher une meilleure valorisation du fuel-oil. Dans une perspective à long terme, faisant abstraction de circonstances momentanées, il faudrait, pour que la production de fuel-oil se justifie encore économiquement, que ce produit supporte normalement les charges correspondant aux équipements nécessaires à sa fabrication.

De toute façon, le prix du fuel-oil ne pourrait excéder durablement et d'une manière sensible le prix du pétrole brut, sauf à inciter les consommateurs à rechercher les moyens techniques susceptibles de permettre l'utilisation directe de pétrole brut dans les chaudières. L'écart de prix maximum correspondrait au coût des installations nécessaires pour assurer la sécurité technique de fonctionnement des appareils utilisateurs.

Sur la base des hypothèses faites plus haut concernant le prix du pétrole brut et les taux de frets, on est ainsi conduit à retenir pour le prix du fuel-oil un niveau de l'ordre de 17 à 19 dollars la tonne pour un port de la Manche (prix fob de brut : 10,5 à 12,5 dollars; fret maritime : 5 dollars; raffinage : 1,5 dollar) et de 16 à 18 dollars pour un port de la Méditerranée (prix fob de brut : 10,5 à 12,5 dollars; fret maritime : 4 dollars; raffinage : 1,5 dollar).

Ce résultat est corroboré par l'analyse des éléments de coût donnés ci-dessus sur l'ensemble de la chaîne intégrée de la production au raffinage inclus ⁽¹⁾.

C — Le marché de fuel lourd en Atlantique nord

Un autre élément à prendre en considération est la pression qu'exerce le charbon américain sur les prix de l'énergie dans la vaste zone de consommation que constitue la côte nord-est des États-Unis; c'est ainsi que les prix fob Caraïbes doivent être ajustés de manière à assurer la compétitivité du fuel lourd de cette origine sur le marché américain, qui représente son débouché le plus important.

A l'heure actuelle, les prix les plus bas à New York, Philadelphie, Boston, etc. s'établissent à 2,25 à 2,30 dollars par baril, soit environ 15 à 16 dollars par tonne, contre un prix de charbon d'environ 14 dollars par tonne d'équivalent fuel ⁽²⁾; cette différence provient de l'incorporation, dans les prix de fuel, de l'avantage que l'emploi de ce produit présente pour les consommateurs et qui est évalué à 10—15 %. Ce prix rendu côte atlantique des États-Unis correspond au prix posté actuellement aux Caraïbes, soit 2 dollars par baril ou 13,3 dollars par tonne.

D'un autre côté, les distances entre les ports d'embarquement du charbon américain ou les raffineries portuaires des Caraïbes, d'une part, et l'Europe

⁽¹⁾ Cf. annexe 11.

⁽²⁾ 10 dollars par tonne de charbon vapeur (cf. chapitre 7).

du Nord, d'autre part, sont très voisines; mais le coût de transport du fuel est, à la calorie, inférieur à celui du charbon : ainsi, le fret atlantique long terme (limite inférieure) pour le charbon américain a été évalué à environ 5 dollars par tonne d'équivalent fuel ⁽¹⁾. Le prix correspondant pour la tonne de fuel lourd en provenance des Caraïbes est aujourd'hui d'environ 4,4 dollars et a été évalué à environ 3,2 dollars à long terme. Dans ces conditions, la tonne de fuel lourd en provenance des Caraïbes reviendrait aujourd'hui à 18 dollars et à 17 dollars dans quelques années.

Ces prix cif sont à rapprocher de l'estimation de 13 à 13,5 dollars par tonne qui a été faite pour le charbon vapeur américain importé (soit 17,5 à 19 dollars par tonne d'équivalent fuel); ils constituent une limite théorique supérieure des prix des fuels (sans frais de déchargement et de distribution) dans la région de la Manche — mer du Nord; mais ceci n'est valable que pour autant que subsisteront les conditions actuelles de la concurrence fuel-charbon aux États-Unis ⁽²⁾.

Le fuel lourd en provenance des Caraïbes devrait donc en principe conserver une prime sur le charbon-vapeur américain importé en Europe, à plus forte raison si l'on considère l'avantage à l'emploi.

Les analyses qui viennent d'être faites convergent vers une tendance des prix des fuels à long terme se situant dans une marge de 17 à 19 dollars la tonne en mer du Nord ⁽³⁾.

Il est certain qu'actuellement les prix pratiqués pour le fuel-oil sont sur certains marchés à un niveau beaucoup plus faible. Les cotations les plus basses observées en 1960 et au début de 1961 se situent aux environs de 12,5 dollars la tonne pour un port de la Manche. De tels prix, nettement inférieurs aux coûts à long terme les plus bas, correspondent en réalité au coût de la tonne supplémentaire ex-Moyen-Orient acheminée à des taux de fret « spot » et sans couverture des frais de raffinage; en d'autres termes, ce sont des prix d'excédents comportant l'abandon de la rémunération normale du capital investi sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement.

Mais on note actuellement sur certains marchés un raffermissement des cours; sous l'influence des divers facteurs mentionnés ci-dessus, les prix se placent maintenant aux environs de 14 et même parfois de 15 dollars la tonne en Europe du Nord. Même si l'on peut escompter que les prix demeureront encore à ce niveau pendant un certain temps, il est clair qu'il existe un risque de hausse et il serait déraisonnable de prendre en considération, pour l'orientation à donner à la politique énergétique, les cotations les plus basses observées. Le niveau de prix indiqué plus haut, de 17 à 19 dollars par tonne, peut être retenu comme base de calcul pour la quatrième partie du rapport. Ce prix ne constitue évidemment pas une prévision. Il correspond à une série d'hypothèses de travail

⁽¹⁾ Cf. chapitre 7, pages 78 et 79.

⁽²⁾ C'est-à-dire tant que la demande de charbon américain, aussi bien aux États-Unis mêmes qu'à l'exportation et notamment vers l'Europe, restera dans la limite de l'offre aux coûts actuels.

⁽³⁾ Prix total, y compris frais de stockage, déchargement, etc., mais hors taxes.

cohérentes visant à prendre en compte, dans toutes les mesures du possible, les diverses incertitudes qui pèsent sur lui et notamment :

- le caractère aléatoire de la recherche pétrolière et la possibilité de nouvelles découvertes importantes;
- le volume de gaz naturel qui pourra être mis à la disposition du consommateur européen;
- les revendications des pays producteurs en faveur d'une augmentation des recettes qu'ils perçoivent sur le pétrole;
- la politique d'importation de pétrole pratiquée par le gouvernement des États-Unis;
- la politique d'expansion des exportations de pétrole brut et de produits pétroliers poursuivie par l'U.R.S.S.;
- la politique énergétique qu'adoptera la Communauté et les mécanismes mis en place pour surveiller le marché;
- enfin, le rythme et l'ampleur de développement de l'énergie atomique (ce facteur devenant important surtout après 1970).

Ce prix retenu est un prix de tendance; il est sensiblement supérieur aux prix actuels et inférieur à celui qui risquerait de s'établir en l'absence de toute politique destinée à obtenir un effet stabilisateur. Il traduit donc le coût de cette politique en même temps qu'il anticipe son succès.

Chapitre 10

Le gaz naturel

Section 1 — Les gisements de la Communauté

A — Les réserves

Pour répondre à l'augmentation de la consommation d'énergie et pour fournir aux consommateurs des sources d'énergie particulièrement appropriées à certains usages, l'effort de recherche d'hydrocarbures s'est intensifié dans plusieurs pays de la Communauté grâce d'ailleurs à un cadre institutionnel favorable.

Cette concomitance de facteurs a donné lieu à la découverte de nouveaux gisements parfois très importants, pour lesquels le tableau 30 présente, pour chaque pays de la Communauté, la situation des « réserves prouvées ».

Tableau 30 — Estimation des réserves prouvées en gaz naturel ⁽¹⁾ (en milliards de m³) ⁽²⁾

Pays	Réserves prouvées ⁽²⁾	
	Évaluation inférieure	Évaluation supérieure
Allemagne (R.F.)	25	42
France	130	255
Italie	105	160
Pays-Bas	300	400
Communauté	560	857

⁽¹⁾ Ces chiffres ne tiennent pas compte de la production de gaz naturel associée à celle du pétrole brut.

⁽²⁾ On a retenu comme taux de conversion 1 m³ = 1,29 kg équivalent charbon.

^(*) La poursuite constante de la recherche, et plus encore la nature technique des travaux visant à établir la consistance définitive des nouveaux gisements, a conduit à présenter une fourchette de valeurs.

L'emplacement des gisements de gaz naturel et celui des feeders de transport (seul moyen de transport massif) constituent un ensemble caractérisé par une remarquable rigidité qui se répercute sur l'économie de cette source d'énergie; il est donc utile de donner des indications géographiques plus fines que les seuls chiffres par pays.

Les réserves actuellement connues sont distribuées comme suit :

Allemagne : région du nord 80 % ; région du sud 20 % ;
 France : 100 % région sud-ouest;
 Italie : 75 % région de la vallée du Pô (Nord) et 25 % région du sud de la Péninsule et Sicile;
 Pays-Bas : 100 % région nord-est.

En ce qui concerne les feeders actuellement en service, leur emplacement géographique et leurs longueurs respectives sont établis en fonction d'objectifs d'économie nationale ou régionale qui tiennent compte, en même temps, des nécessités du marché, notamment de celui des énergies concurrentes.

C'est ainsi que,

— en Allemagne :

le réseau du gaz naturel est essentiellement concentré dans le nord avec un développement de moins de 1.000 km. A côté de ce dernier, le pays a installé un très vaste réseau de gaz de cokeries touchant les principaux centres industriels (14.000 km);

- en France :
un effort a été fait pour atténuer des régions assez éloignées des gisements ; grâce à quelques milliers de kilomètres de lignes principales de transport, 38 % de la production actuelle sont placés dans le nord-ouest, 27 % dans la région de Lyon-Dijon, 24 % dans la région parisienne et 11 % vers Nantes-Angoulêmes ;
- en Italie :
la presque totalité de 5.000 km environ des lignes de transport se trouve dans la partie nord du pays, dans le sud et en Sicile, de nouveaux feeders sont en construction, notamment ceux qui doivent déboucher à Rome et à Terni ;
- aux Pays-Bas :
le développement du réseau de gaz reflète encore la situation précédant les récentes découvertes, quelque 1.500 km, auxquels on doit ajouter environ autant pour les lignes de transport de gaz de cokerie.

B — Les possibilités de production

Depuis 1953, la production de gaz naturel dans la Communauté a plus que quadruplé. En raison des avantages d'emploi que ce gaz offre à plusieurs importants secteurs de consommation, on n'a pas trouvé de difficultés à le placer sur le marché au fur et à mesure de sa disponibilité : en 1962, plus d'un cinquième de la production totale de gaz de la Communauté provenait du gaz naturel : en Italie, il représentait 70 % du total, en France 30 %, 15 % aux Pays-Bas et 4 % en Allemagne.

L'indication d'une perspective de production est naturellement en relation avec les rapports escomptés des prix entre le gaz naturel et les autres énergies capables de rendre à l'utilisateur final un service équivalent.

Tout en reconnaissant que, dans la formation de ce prix, bien des facteurs entrent en ligne de compte, notamment l'emplacement des lieux de production par rapport à ceux de consommation, les caractéristiques de cette dernière (nature, volume, dispersion), la rigidité et les régimes de transports, etc., il n'en est pas moins vrai que le point de départ reste le coût de production.

Or, dans ce coût, une partie importante est imputable au coût de la recherche, en raison du caractère aléatoire de celle-ci ; en outre, le coût se réfère fréquemment à une production jointe (gaz, pétrole et parfois des produits autres que les hydrocarbures).

Dans ces conditions, il est souvent difficile :

- de répartir le montant des dépenses effectuées pour un ensemble de recherches qui couvrent un espace et se réfèrent à un laps de temps dépassant de loin ceux en cause ;

— de faire la distinction objective entre gaz naturel et d'autres produits joints, ces derniers conditionnant parfois l'exploitation du premier.

C'est ainsi que, fréquemment, le coût du gaz d'un gisement déterminé reflète essentiellement les frais directs de développement et d'exploitation, auxquels on ajoute les frais de recherche concernant le remplacement des réserves épuisées.

Compte tenu de ce qui précède, les chiffres les plus courants que l'on avance dans la Communauté se rangent dans une gamme assez étendue, de 0,08 à 0,2 U.S. cents pour 1.000 kcal. (La viabilité du gaz à des coûts si différents est liée directement aux considérations énoncées au commencement de ce paragraphe.)

Sur la base des réserves actuelles, on admet comme plausible, pour les quinze années, la production minima des gisements de la Communauté reprise dans le tableau 31 (pour 1975, on a jugé nécessaire de donner une fourchette, notamment pour les Pays-Bas).

Tableau 31 — Production de gaz naturel (en milliards de m³)

Pays	1960	1965	1970	1975	
				Hypothèse faible	Hypothèse forte
Allemagne (R.F.)	0,7	1,7	2,5	3,0	4,5
Belgique	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
France	3,1	5,5	6,0	7,5	7,5
Italie	6,5	7,5	8,6	10,0	10,0
Pays-Bas	0,3	2,0	7,0-10,0	12,0	20,0
Communauté	10,7	16,8	24,2-27,2	32,6	42,1
Id., en millions de tec	13,8	21,7	31,9-35,0	42,0	54,3

Section 2 — Les importations possibles de gaz naturel

Les réserves extra-européennes sont fort abondantes :

Afrique du Nord (essentiellement Sahara) 800-1.400 milliards de m³

Iran	1.800	”
Irak	650	”
Kuwait	900	”
Arabie Séoudite	1.300	”

(Les disponibilités de l'U.R.S.S., quoique très importantes, n'ont pas été reprises dans ce tableau.)

L'utilisation régulière de ces quantités en dehors des lieux de production est principalement liée à la solution économique d'un problème de technique des transports : en effet, le coût rendu consommateur du gaz d'importation est affecté d'une façon déterminante par les frais de transport ⁽¹⁾.

Sur la base des résultats techniques obtenus jusqu'ici en matière de feeders sous-marins, on peut estimer que, vers 1970, le coût rendu consommation sur la côte méditerranéenne pourrait être de l'ordre de 2 dollars par million de kilocalories (soit environ 14 dollars la tec) ; ce coût est la somme du prix du gaz naturel au départ du gisement (20 à 35 %), du coût de transport par conduite du gisement à la côte méditerranéenne de l'Europe (45 à 50 %), du coût de stockage et de distribution (environ 30 %). Dans des régions plus lointaines, par exemple la Ruhr, le coût serait de l'ordre de 3 dollars (soit 21 dollars la tec).

Le transport par méthanier semble plus coûteux, si bien qu'on peut penser que ce mode de transport sera réservé plutôt à couvrir des besoins de pointe.

Les prix rendu de ce gaz pour des consommateurs voisins de la mer du Nord seraient de l'ordre de 3,2 dollars par million de kilocalories (23 dollars la tec) ⁽²⁾.

En ce qui concerne la quantité écouable de gaz importé dans toute l'Europe, la Commission économique de Genève a estimé tout récemment qu'elle pourrait se situer aux environs de 22 milliards de m³ dans le cas où le prix de vente pourrait être de l'ordre de 16 à 17 dollars/tec. Cette quantité augmenterait en proportion si ce prix pouvait être plus bas.

⁽¹⁾ Des études récentes sur le transport du gaz africain en Europe font état d'une dépense (tout compris) de l'ordre de 1 milliard de dollars pour 12 milliards de m³ (= 15 millions de tec).

Sur le plan financier, ce montant est à comparer avec les 6 milliards par an de dépenses que le rapport Robinson prévoit pour faire face à la demande d'énergie de l'Europe occidentale dans la période 1955-1965.

⁽²⁾ Pour un tanker de 35.000 t d'une capacité de 25.000 m³, assurant 30 voyages par an entre l'Algérie et la Grande-Bretagne, et transportant donc 420 millions de m³ de gaz par an.

Sur la base de ces hypothèses, il semble que, pour la Communauté, on puisse envisager une fourchette d'importation de 6 à 9 milliards de m³ (8 à 12 millions de tec) en 1970 et 15 à 20 milliards de m³ (20 à 26 millions de tec) en 1975.

En définitive, les disponibilités de gaz naturel dans la Communauté seraient comprises entre 31 et 37 milliards de m³ (40 à 48 millions de tec) en 1970 et entre 48 et 62 milliards de m³ (62 à 80 millions de tec) en 1975.

Chapitre 11

Les sources hydrauliques et géothermiques d'électricité

Les quantités d'énergie électrique obtenues à partir de sources hydrauliques ou géothermiques ⁽¹⁾, ainsi que leur part relative dans les disponibilités totales de courant de chaque pays de la Communauté diffèrent beaucoup suivant les conditions locales, qu'elles soient orographiques, hydrologiques, économiques, etc.

L'évolution future semble déterminée par les facteurs et considérations suivants :

- a) Les réserves hydrauliques, économiquement utilisables sur la base des techniques actuelles de construction, sont déjà largement exploitées, notamment en Italie et en Allemagne. En France, toutefois, il reste encore à exploiter environ 40 % (même 50 % si l'on tient compte de l'énergie des marées) du potentiel hydraulique.
- b) Vue sous l'angle économique de l'exploitation, la production hydro-électrique doit être distinguée selon la partie destinée à couvrir la base du diagramme de charge (usines au fil de l'eau) et celles réservée à parer aux fluctuations systématiques et accidentelles de la charge, qu'elles soient journalières, hebdomadaires ou saisonnières (réservoirs, éclusées, centrales de pompage). Les équipements sont d'ailleurs différents pour ces différentes productions.

Une telle répartition, basée sur la productibilité moyenne de l'année, correspondait en 1960 aux pourcentages suivants :

⁽¹⁾ Ces centrales n'existent qu'en Italie, où leur contribution à la production nationale est minime. Dans le présent chapitre, elles sont associées aux centrales hydrauliques, puisqu'il s'agit également d'une énergie primaire.

	Allemagne	France	Italie
1. Énergie de base (fil de l'eau)	83	52	62
2. Énergie modulée (réservoirs, éclusées, pompage)	17	48	38

- c) Compte tenu de l'expansion de la demande d'électricité, de ses variations dans le temps et de la nécessité d'y faire face essentiellement par la production thermique des grandes centrales de base (d'abord classiques, ensuite nucléaires), la production « modulée » des usines de lacs ou assimilées (éclusées, pompage) est appelée, sauf progrès décisif dans l'emploi des turbines à gaz de grande puissance, à jouer un rôle croissant. C'est la raison pour laquelle, déjà de nos jours, existe la tendance à aménager des réservoirs de tête aussi grands que possible avec une grande puissance installée permettant d'intervenir d'une façon soudaine et massive, essentiellement pour la satisfaction des pointes.

En rendant disponible, à travers l'accumulation, de l'énergie d'été en énergie d'hiver, de tels aménagements contribuent en outre à améliorer la productibilité de l'ensemble des usines disposées en aval.

- d) La production « modulée » ira de pair avec le développement de l'interconnexion entre pays et régions d'un même pays. L'interconnexion permettra également de développer les interchanges hydro-thermiques avec les pays frontaliers de la Communauté, notamment la Suisse, l'Autriche, plus tard la Scandinavie et, le cas échéant, incitera la construction, dans un même but de régularisation de la charge, de stations de pompage, dont celle de Vianden au Luxembourg est un exemple.

C'est ainsi que, sous les réserves déjà exprimées quant à la signification à donner à une subdivision trop rigide entre types de centrales hydrauliques, on peut avancer quelques estimations quant à l'évolution de l'énergie modulée d'ici 1975.

Part de l'énergie modulée dans la production totale hydro-électrique (en %)

	Allemagne	France	Italie
1960	17	48	38
1975	20/25	55/60	50/60

Compte tenu de ce qui précède, la production d'origine hydraulique et géothermique présenterait par pays l'évolution du tableau 32.

Tableau 32 — Évolution de la production électrique d'origine hydraulique et géothermique

A — Production brute en TWH par pays

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	8,6	12,0	13,0	15,0	19,5	21,0
Belgique	—	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3
France	16,4	26,0	40,9	43,5	51,0	61/55
Italie	22,7	32,6	48,2	51,0	57,5	63,0
Luxembourg	0	0	0	1,1	1,4	1,4
Pays-Bas	—	—	—	—	—	0,2
Communauté	47,7	70,7	102,3	110,9	129,7	146,9/140,9
Id., en millions de tec ⁽¹⁾	19,1	28,3	41,0	44,4	51,9	58,8-56,4

B — Pourcentage par rapport à la production brute totale d'électricité du pays ⁽²⁾

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	18,7	15,2	11,1	9,1	8,9	6,9
Belgique	0	1,0	1,3	1,5	1,1	0,9
France	47,5	50,5	54,9	40,7	34,5	28,3/25,5
Italie	91,9	85,6	85,8	61,4	48,6	38,9
Luxembourg	0	0	0	37,9	41,2	40,0
Pays-Bas	—	—	—	—	—	0,5
Communauté	39,0	36,7	36,5	27,8	23,2	19,2/18,4

C — Répartition géographique détaillée en 1960 et 1975

Pays	1960 ^(*)	1975		1960 ^(*)	1975
<i>Allemagne (R.F.)</i>			<i>France</i>		
1. Schleswig-Holstein	0,2	0,3	1. Paris	0,1	0,2
(+ Hamburg)			2. Bassin parisien		
2. Niedersachsen	0,3	0,6	3. Nord	0	—
(+ Bremen)			4. Est	4,6	6,9
3. Nordrhein-Westfalen	0,8	0,8	5. Ouest	0,3	0,8
4. Hessen	0,3	0,3	6. Massif central	7,4	6,6
5. Rheinland-Pfalz	0,2	1,8	7. Sud-Ouest	7,6	8,9
6. Baden-Württemberg	3,8	6,2	8. Sud-Est	21,1	34,6
7. Bayern	7,4	11,0	9. Méditerranée		
8. Saar	—	—			
9. Total	13,0	21,0	10. Total	41,1	58,0
<i>Italie</i>					
1. Italie septentrionale	34,9	46,1			
2. Italie centrale	5,4	9,2			
3. Italie méridionale	5,2	7,0			
4. Italie insulaire	0,6	0,7			
5. Italie entière	46,1	63,0			

⁽¹⁾ Coefficient de conversion : 1 kWh = 0,4 kg équivalent charbon.⁽²⁾ Sur la base des besoins d'électricité évalués au chapitre 3.^(*) Année d'hydraulicité particulièrement forte.

Ces tableaux appellent quelques commentaires :

- Dans tous les pays producteurs d'énergie hydraulique, la participation de l'énergie hydraulique à l'approvisionnement total est décroissante.
- Les données relatives aux années 1950, 1955 et 1960 se réfèrent à la production effective, l'année 1960 étant affectée par une hydraulicité particulièrement favorable⁽¹⁾; celles concernant 1965, 1970 et 1975 ont été estimées sur la base d'une hydraulicité moyenne. A ce sujet, notons que par rapport à la valeur moyenne, l'écart possible de la production hydraulique communautaire entre le cas d'une hydraulicité particulièrement favorable ou particulièrement défavorable, est aujourd'hui d'environ ± 12 milliards de kWh. Cet écart augmentera proportionnellement avec l'augmentation de la productibilité moyenne.
- Pour la France, la fourchette présentée pour l'année 1975 est liée principalement aux incertitudes relatives à l'importance des réalisations du programme nucléaire. En effet, un développement favorable de ce programme se traduirait, d'après le Plan français, par une réduction de la productibilité hydraulique d'environ 6 TWh. Dans une telle éventualité la production hydraulique se concentrerait davantage sur la couverture des pointes.

Pour mieux apprécier la compétitivité avec les autres sources primaires d'énergie, les quantités et qualités d'énergie hydraulique produites dans chaque pays deviennent plus expressives lorsqu'elles sont distribuées, même sommairement, d'après leur emplacement géographique actuel et prévu pour 1975 (tableau 32 C).

En liaison avec les considérations déjà faites précédemment en matière d'échanges avec les pays producteurs d'énergie hydraulique extra-communautaires, il y a lieu de noter que si pour la Belgique, la France, l'Italie et les Pays-Bas les mouvements des échanges se soldent en moyenne, il n'en est pas de même pour l'Allemagne et le Luxembourg, qui accusent les soldes importateurs suivants :

Soldes en importateurs en TWh

	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	0,9	1,2	4,0	4,0	5,0	5,0
Luxembourg	—	—	—	0,6	0,9	1,4

⁽¹⁾ Selon l'U.C.P.T.E., le coefficient de productibilité dans les trois pays hydrauliciens de la Communauté ont été respectivement pour les années 1950, 1955 et 1960, de :

	Allemagne	France	Italie
1950	1,01	0,92	0,95
1955	1,10	0,96	0,98
1960	1,05	1,23	1,36

Alors que pour l'Allemagne le solde est essentiellement d'origine hydraulique, celui du Luxembourg, en majeure partie destiné à la centrale de pompage de Vianden, est d'origine thermique.

L'évolution des productions indiquées ci-dessus est celle qui semble aujourd'hui la plus probable dans l'hypothèse d'un prix de la tec de l'ordre de 13 dollars à Rotterdam et de 12 dollars à Gênes. Un prix de la tec un peu supérieur pourrait conduire à accélérer un peu la progression envisagée, mais vers 1975, le niveau ne serait pas beaucoup modifié. Un prix de la tec un peu bas entraînerait probablement un certain transfert de l'énergie de base vers l'énergie de pointe, mais, là encore, les niveaux atteints en 1970 et 1975 ne seraient pas très différents de ceux prévus.

Chapitre 12

L'énergie nucléaire

La construction de centrales nucléaires nécessite des moyens financiers importants qui doivent pouvoir être amortis sur de longues périodes d'utilisation. Les décisions de construire des centrales nucléaires sont donc liées aux perspectives de l'économie énergétique à moyen et à long terme, et les options que comportera la politique énergétique de la Communauté auront, par conséquent, une influence considérable sur l'avenir de l'énergie nucléaire dans nos six pays.

Il est, d'autre part, évident que les possibilités offertes par l'énergie nucléaire dans les années à venir doivent constituer un élément déterminant dans l'établissement d'une politique énergétique pour la Communauté. Il suffit, à cet égard, de mentionner l'influence que la production d'électricité à bon marché dans des centrales nucléaires aura sur l'évolution des prix des sources concurrentes d'énergie primaire et en particulier sur le pétrole.

Afin que l'on puisse apprécier le sens et l'étendue de ces influences réciproques, on examinera successivement l'évolution des conditions économiques déterminant l'utilisation de l'énergie nucléaire en vue de produire de l'électricité, les perspectives de production qui semblent aujourd'hui les plus probables et la contribution que peut apporter l'énergie nucléaire à la sécurité d'approvisionnement de la Communauté en énergie.

Section 1 — L'évolution des coûts de production

La compétitivité de la production d'électricité dans des centrales nucléaires par rapport à celle des centrales thermiques classiques évolue dans le temps en fonction de la demande d'énergie électrique (niveau et forme du diagram-

me de charge), des conditions d'offre des sources d'énergie classique, du contexte industriel et financier, ainsi que du progrès technique. L'interaction de ces facteurs, et notamment des trois premiers, donne à la compétitivité une dimension géographique : elle ne sera pas atteinte au même degré et à la même date dans toutes les régions de la Communauté.

La comparaison des coûts de production des énergies concurrentes n'est donc pas le seul facteur en cause, mais elle constitue cependant, dans l'état actuel de nos informations, l'élément le plus directement utilisable pour apprécier les perspectives de l'énergie nucléaire.

A — Les coûts de production

Le coût de production de l'électricité d'origine thermique, qu'elle soit classique ou nucléaire, se compose essentiellement de trois éléments :

- les charges liées à l'immobilisation du capital;
- le coût du cycle du combustible;
- les frais d'exploitation et d'entretien.

L'expérience limitée dont on dispose actuellement se rapporte principalement à trois « filières » qui peuvent être considérées comme industriellement éprouvées : il s'agit du réacteur à eau pressurisée, du réacteur à eau bouillante et du réacteur au gaz-graphite. Les deux premières utilisent de l'uranium légèrement enrichi, la troisième de l'uranium naturel.

Les renseignements qui suivent, concernant le niveau actuel du coût de production de l'énergie nucléaire ainsi que son évolution probable dans les prochaines années, sont principalement déduits des informations disponibles sur les centrales en construction ou en projet. (Voir à ce sujet le tableau 35 bis figurant dans la section 2 du présent chapitre.) Les renseignements utilisés ont été fournis, pour les centrales de la Communauté, par les exploitants ou les constructeurs eux-mêmes, pour les centrales américaines par les publications de l'U.S. Atomic Energy Commission et pour les centrales anglaises par l'U.K. Atomic Energy Authority. Ils se rapportent, en ce qui concerne le coût d'installation, à des centrales livrées « clé sur porte » et en ce qui concerne le coût du cycle de combustible à des contrats comportant notamment des garanties quant à la disponibilité, le taux de combustion et la durée de vie des éléments de combustible.

Toutefois, les calculs effectués par les constructeurs ou les exploitants reposent sur des éléments qui ne sont pas nécessairement identiques et qui peuvent même être, dans certains cas, très différents; c'est ainsi que les taux d'intérêt utilisés dans le secteur électrique varient dans les pays de la Communauté de 5,5 à 7 %; les impôts et taxes se situent entre 0 et 5 % par an du capital investi. D'autre part, les durées d'amortissement sont de 15 ans aux

Pays-Bas, de 17 ans dans la République fédérale, de 20 à 25 ans dans les autres pays, ces écarts étant dus à des considérations fiscales.

Aussi, les services d'Euratom se sont-ils efforcés d'établir des chiffres harmonisés à partir des renseignements disponibles pour divers réacteurs en construction ou en projet.

Étant donné cette diversité des taux d'intérêt et des durées d'amortissement, on a calculé le coût de production du kilowattheure dans trois hypothèses définies par le rapport des charges d'immobilisation annuelle au capital investi, ce rapport ayant respectivement les valeurs de 8,6 %, 10 % et 13 %. Ces chiffres sont basés sur une durée de vie probable des centrales nucléaires de vingt ans, laquelle correspond à la durée minimum universellement admise.

En ce qui concerne les durées d'utilisation annuelle, il est raisonnable d'envisager que les centrales nucléaires seront utilisées pour couvrir la base du diagramme de charge, et l'on a fait des calculs dans deux hypothèses correspondant respectivement à 6.000 et 7.000 heures d'utilisation par an.

Les éléments du coût de production de l'électricité dans une centrale nucléaire conçue d'après la technologie actuelle mais qui ne serait mise en service que vers les années 1965-1967 en raison des délais de construction, se présentent comme suit :

— Uranium enrichi (eau légère, bouillante ou pressurisée) :

coût de l'installation	: 200 à 250 \$/kWe
coût du cycle de combustible ⁽¹⁾	: 2,4 à 3,5 mills/kWh
charges d'exploitation et d'entretien	: 5 à 8 \$/kWe installé

— Uranium naturel (gaz-graphite) :

coût de l'installation	: 250 à 280 \$/kWe
coût du cycle de combustible ⁽²⁾	: 2,1 à 2,5 mills/kWh
charges d'exploitation et d'entretien	: 4 à 7 \$/kWe installé

D'autre part, les perspectives pour des centrales nucléaires d'une puissance unitaire d'au moins 400 MWe, mises en service vers 1968-1970 sont les suivantes :

— Uranium enrichi et eau légère :

Les coûts d'installation peuvent descendre jusqu'à 175 \$/kWe⁽²⁾ et le coût du cycle de combustible à 2 mills/kWh et même moins.

⁽¹⁾ Ce coût du cycle prend en compte la valeur de rachat du plutonium aux prix fixés par l'U.S. Atomic Energy Commission, soit 9,5 \$ le gramme de plutonium métal pour 1966 et 8 \$/g pour 1970. On sait, en effet que la combustion de l'uranium dans un réacteur s'accompagne de la formation d'une certaine quantité de plutonium récupérable.

⁽²⁾ Cette hypothèse se justifie par la tendance constatée de part et d'autre de l'Atlantique à augmenter la dimension des unités dans les centrales, classiques aussi bien que nucléaires.

— Uranium naturel :

Les réacteurs du type gaz-graphite peuvent encore faire l'objet d'améliorations technologiques importantes, qui devraient permettre d'atteindre des coûts d'installation inférieurs à 250 \$/kWe et un coût du cycle situé entre 1,6 et 2 mills/kWh.

Dans ces conditions, le coût de production des centrales mises en service vers 1968-1970 ne semble pas devoir être très différent pour les diverses filières.

Il faut observer que ces perspectives sont relativement moins optimistes que celles qui ont été fournies par la U.S. Atomic Energy Commission dans une déclaration du 25 juin 1962 et selon laquelle on pourrait atteindre, pour des centrales d'une puissance de 600 MWe, respectivement en 1966 et 1970 des coûts d'installation de 170 et 135 \$/kWe et des coûts du cycle de combustible de 1,8 et 1,5-1,7 mills/kWh.

En complétant les renseignements donnés ci-dessus pour les périodes 1965-1967 et 1968-1970 par les coûts de production harmonisés de la meilleure centrale de chaque type, qui a été mise en service en 1962 ou le sera dans le courant de l'année suivante, on aboutit aux indications reprises dans le tableau ci-dessous.

Tableau 33 — Estimation du coût de production de l'énergie nucléaire (en « mills » ou en millièmes de dollars par kWh)

Date de mise en service	Charges d'immobilisation annuelle en % du capital investi					
	8,6 %		10 %		13 %	
	Durée d'utilisation		Durée d'utilisation		Durée d'utilisation	
	6000 h/a	7000 h/a	6000 h/a	7000 h/a	6000 h/a	7000 h/a
1962-1963						
U enrichi	9,1	8,3	9,8	8,9	11,3	10,2
U naturel	8,7	7,8	9,5	8,5	11,3	10,0
1965-1967						
U enrichi	6,8	6,2	7,4	6,7	8,7	7,8
U naturel	6,7	6,1	7,4	6,7	8,8	7,9
1968-1970						
	5,5	5,0	6,0	5,4	7,0	6,3

B — La compétitivité avec les centrales thermiques classiques

La compétitivité des centrales nucléaires a été estimée par comparaison avec une centrale thermique classique définie par les éléments suivants :

- Le coût d'installation est de 150 dollars par kWe pour les centrales entrant en service en 1962-1963, 140 dollars pour celles mises en service en 1965-1967 et 125 dollars pour les centrales ultérieures ⁽¹⁾.
- Comme consommation spécifique de combustible, on a retenu les chiffres suivants :
 1962-1963 : 2.350 kcal/kWh, soit 335 g e.c. ⁽²⁾/kWh net;
 1965-1967 : 2.200 kcal/kWh, soit 315 g e.c./kWh net;
 1968-1970 : 2.100 kcal/kWh, soit 300 g e.c./kWh net.
- Quant aux charges d'entretien et d'exploitation, elles sont estimées à 5 dollars par kWe et par an pour les deux premières étapes et à 4 dollars pour la fin de la décennie en cours.

Dans ces conditions, on peut alors estimer le niveau du prix rendu centrale de la tonne d'équivalent charbon à 7.000 kcal/kg, permettant à une centrale thermique au charbon de produire l'électricité au même prix que les centrales nucléaires considérées plus haut.

Tableau 34 — Prix du combustible assurant l'équivalence entre une centrale thermique et une centrale nucléaire à différentes dates et dans différentes conditions (en dollars par tec à 7 000 kcal/kg)

Date de mise en service	Charges d'immobilisation annuelle en % du capital investi					
	8,6 %		10 %		13 %	
	Durée d'utilisation		Durée d'utilisation		Durée d'utilisation	
	6000 h/a	7000 h/a	6000 h/a	7000 h/a	6000 h/a	7000 h/a
1962-1963						
U enrichi	18,8	17,6	19,4	18,1	21,6	20,0
U naturel	17,4	16,0	18,4	16,8	21,4	19,4
1965-1967						
U enrichi	13,1	12,3	13,5	12,6	15,2	14,1
U naturel	12,9	12,1	13,5	12,6	15,8	14,5
1968-1970						
	10,7	10,1	10,8	10,2	12,1	11,3

⁽¹⁾ Il est à noter que ces chiffres :

- valent uniquement pour des centrales au charbon; le coût unitaire d'installation des centrales au fuel-oil est un peu plus bas, celui des centrales mixtes un peu plus élevé;
- comprennent le coût du parc à charbon et des installations de manutention (mais non de la réserve de charbon) ainsi que des équipements de décendrage et d'évacuation des cendres;
- se rapportent au kilowatt électrique net;
- comprennent les intérêts intercalaires pendant la construction;
- concernent des installations nouvelles sur terrain vierge (et non les accroissements de puissance des centrales existantes).

Sauf la première, ces normes sont celles qui correspondent le mieux à celles suivies pour déterminer les coûts d'installation présents et futurs des centrales nucléaires.

⁽²⁾ e.c. : équivalent charbon à 7.000 kcal/kg.

Les chiffres du tableau ci-dessus comportent évidemment une certaine marge d'incertitude; ils revêtent cependant un degré suffisamment élevé de probabilité en tant qu'indication de la rapidité de décroissance des coûts de production dans les centrales nucléaires.

Notons d'ailleurs que ces évaluations ne supposent aucun bouleversement des techniques et qu'elles ont été établies avec toute la prudence requise. Il apparaît notamment aujourd'hui qu'une durée de vie de vingt ans pour les centrales nucléaires est peut-être un peu faible.

Dans ces conditions, si l'on table un prix de référence pour les combustibles fossiles de 13 dollars/tec, en harmonie avec les résultats utilisés à titre d'hypothèse dans des chapitres précédents ⁽¹⁾, il apparaît que les centrales nucléaires seront déjà compétitives dans plusieurs régions de la Communauté entre 1965 et 1967 et le seront, dans l'ensemble, vers 1968 ou 1970, pour des durées d'utilisation égales ou supérieures à 6.000 heures par an.

Comme les coûts de production continueront à diminuer dans les années ultérieures, les centrales nucléaires pourront devenir compétitives même pour des durées d'utilisation annuelles inférieures à 6000 heures par an, ce qui étendra d'autant leur utilisation.

A partir de 1970 environ, l'extension du recours à l'énergie nucléaire ne sera donc plus limitée par son coût de production, mais elle risque de l'être, essentiellement, par la difficulté, pour les industries nucléaires, de soutenir le rythme d'installation de puissance qui serait économiquement souhaitable. Les milieux compétents estiment, en effet, généralement qu'il serait difficile, pour tout un ensemble de raisons techniques et industrielles, de dépasser un rythme de croissance correspondant au doublement de la puissance annuelle installée tous les trois ans.

Depuis plusieurs années déjà, la Commission d'Euratom s'efforce, en collaboration avec les milieux intéressés, de lever cet obstacle dans toute la mesure du possible et de jeter les bases d'un essor rapide de l'énergie nucléaire dans les années à venir.

Section 2 — Les perspectives de production

Au 31 décembre 1961, la puissance électrique nette des centrales nucléaires en service était de 73 MWe. La mise en service de nouvelles installations et le relèvement de la puissance des installations existantes la feront passer à 175 MWe à la fin de l'année en cours et, successivement à plus de 700 MWe à la fin 1963 et à plus de 1000 MWe à fin 1964. La production en 1965 pourrait atteindre 6,5 milliards de kWh. De plus, des centrales représentant une puis-

⁽¹⁾ Charbon vapeur américain importé : 13 dollars; fuel-oil : 17 à 19 dollars par tonne.

sance d'au moins 1 500 MWe sont actuellement en construction ou en projet et seront mises en service entre 1965 et 1967 (voir tableau 35^{bis}).

En ce qui concerne les années ultérieures, les productions sont évidemment incertaines; les chiffres qui figurent ci-dessous résultent essentiellement de publications ou de déclarations faites par diverses personnalités appartenant à des organismes nationaux ou internationaux ou par ces organismes eux-mêmes. Pour 1970, la fourchette est relativement peu ouverte; on peut estimer que la production de la Communauté serait comprise entre 20 et 25 TWh. Pour 1975, l'incertitude est évidemment beaucoup plus grande. On peut avancer à titre indicatif une fourchette de 60 à 100 TWh, en remarquant que ces chiffres sont sensiblement inférieurs à ceux d'une étude récente de l'Unipede, qui envisageait une puissance installée comprise entre 11.000 et 26.000 MWe, ce qui correspond à une production comprise entre 65 et 150 TWh.

En puissance installée, les chiffres retenus ci-dessus correspondent pour 1975 à environ 10.000 et 16.000 MWe. On voit qu'une extrapolation raisonnable de ces chiffres jusqu'en 1980, basée sur l'hypothèse du doublement de la puissance nucléaire tous les trois ans (ou le triplement en cinq ans), conduirait à des estimations qui concordent très largement avec l'indication prospective de 40.000 MWe nucléaires en 1980, publiée par la Commission d'Euratom dans son troisième rapport annuel.

Les données par pays sont reprises dans le tableau suivant. Pour les pays qui n'ont pas publié leurs intentions, on a établi des évaluations largement ouvertes, mais dont l'importance relativement faible ne risque pas de modifier considérablement les ordres de grandeur totaux pour la Communauté.

Tableau 35 — Perspectives de production d'énergie électrique d'origine nucléaire (en TWh)

Pays	1960	1965	1970 ⁽¹⁾	1975 ⁽¹⁾
Allemagne (R.F.)	—	0,2	4-6	19-30
Belgique	—	0,1	0,5	1-5
France	0,1	2,5	10-12	19-30
Italie	—	3,7	6-8	20-30
Pays-Bas	—	—	0,3	1-5
Communauté ⁽²⁾	0,1	6,5	20-25	60-100

⁽¹⁾ L'incertitude actuelle oblige à donner une fourchette.

⁽²⁾ Les chiffres de la Communauté peuvent différer légèrement de la somme des postes en raison d'arrondissements.

En ce qui concerne la répartition régionale des centrales nucléaires, on peut supposer qu'elles seront construites principalement dans des régions qui ne disposaient jusqu'à présent d'aucune source locale d'énergie, mais qui, tout en n'étant pas trop éloignées des centres de consommation, auraient de bonnes possibilités de raccordement au réseau d'interconnexion.

Tableau 35 bis — Centrales nucléaires achevées (A), en projet (P), dont la construction est décidée (D) ou commencée (C) dans les pays de la Communauté au 1^{er} octobre 1962

Site et désignation	Pays	Puissance nette (MW _e)	Type	Date de criticalité	État d'avancement
Mol - Br. 3	Belgique	10,5	Eau pressurisée	30-8-1962	C
Kahl (Main) - Vak	Rép. féd.	15	Eau bouillante	13-11-60	A
Jülich - Avr	Rép. féd.	15	Haute température	1963	C
Karlsruhe - Mzfr (Mehrzweckforschungsreaktor)	Rép. féd.	50	U nat.-eau lourde	1965	C
Grundremmingen (Donau) Krb (RWE-Bayernwerk)	Rép. féd.	237	Eau bouillante	Fin 1965	D
Obrigheim - Kbwp (Baden-Württemberg)	Rép. féd.	150	Modérateur organique	1967	P
Chooz (Ardennes) Sena (Soc. éner. nucl. des Ardennes)	France Belgique	210-242	Eau pressurisée	Fin 1965	C
Marcoule (Gard)	France				
G.1		5	Graphite-gaz	7-1-56	A
G.2		37	Graphite-gaz	21-6-58	A
G.3		37	Graphite-gaz	11-6-59	A
Chinon (Indre-et-Loire)	France				
EDF 1		70	Graphite-gaz	16-9-62	C
EDF 2		170-190	Graphite-gaz	1963	C
EDF 3		375-480	Graphite-gaz	1965	C
St-Laurent-des-Eaux (Loir-et-Cher)	France				
EDF 4		400-500	Graphite-gaz	1967	D
Brennilis (Bretagne)	France				
EL 4		80	U nat.-eau lourde	1964	C
Garigliano (Campanie) Senn (Soc. Elettronucleare Nazionale)	Italie	150-230	Eau bouillante	1963	C
Latina (Lazio) Simea (Soc. Ital. Merid. Energia Atomica)	Italie	200	Graphite-gaz	1963	C
Trino Vercellese (Lombardie) Selni (Soc. Elettronucleare Ital.)	Italie	257	Eau pressurisée	1964	C
GKN (Gelderland) (Gemeensch. Kernenergiecentrale Nederland)	Pays-Bas	50	Eau bouillante	1967	P

Section 3 — La contribution de l'énergie nucléaire à la sécurité d'approvisionnement énergétique de la Communauté

Comme on le verra au chapitre 17, l'ampleur des importations qui seront nécessaires, en 1970 et au delà, pour couvrir les besoins d'énergie confère une importance particulière au problèmes de sécurité d'approvisionnement, il est alors nécessaire de prévoir dans quelle mesure le développement de l'énergie nucléaire est susceptible d'apporter un élément de sécurité de plus en plus important.

La valeur de cet élément est liée aux conditions de l'approvisionnement en combustibles nucléaires ainsi qu'à la facilité de leur stockage.

A — Approvisionnement en combustibles nucléaires

Le problème de l'approvisionnement ne se pose pas pour l'énergie nucléaire, le marché étant caractérisé par la pléthore et par l'existence de stocks stratégiques.

Les réserves d'uranium reconnues jusqu'à présent, et exploitables à un prix de 8 à 10 dollars la livre d' U_3O_8 sous forme de concentrés, représentent environ 600.000 tonnes métriques d'uranium métal contenu. Elles se répartissent principalement sur trois continents : le Canada et les U.S.A., l'Afrique du Sud et, dans une moindre mesure, l'Australie, ce qui constitue une répartition géographique favorable, entre des pays politiquement stables du monde libre.

En ce qui concerne plus spécialement la Communauté, et bien que le prix d'extraction et de concentration y soient plus élevés que dans certains autres pays du monde libre, la production se maintient et est même en légère progression.

Les prix cités plus haut sont ceux qui sont généralement utilisés pour le calcul des coûts de production d'énergie électrique. Mais l'incidence du prix du concentré d'uranium sur le coût de production du kilowattheure nucléaire est faible (par exemple $\pm 0,4$ mill/kWh pour les types actuels de réacteurs, c.-à-d. environ 5 % du coût de production). Il en résulte qu'une augmentation de prix permettant l'exploitation de réserves plus importantes que celles citées ci-dessus n'entraînerait qu'un relèvement minime du coût du kilowattheure, relèvement certainement inférieur aux abaissements que peuvent entraîner dans l'avenir les nombreuses possibilités d'amélioration mentionnées plus loin.

En matière d'uranium enrichi, si la Communauté ne dispose pas d'installations d'enrichissement et si, pratiquement, les U.S.A. détiennent un monopole de vente, ceux-ci sont cependant d'accord de ravitailler la Communauté et d'autres pays du monde libre dans le cadre des accords bilatéraux existants. Aux termes de ces accords, les mêmes conditions d'approvisionnement que celles dont bénéficient les réacteurs américains seront appliquées aux réacteurs

étrangers. De plus, l'U.S.A.E.C. est disposée à conclure des contrats d'approvisionnement à long terme.

Il y a lieu de souligner, en outre, que les installations américaines d'enrichissement existantes ont une capacité de production suffisante pour ravitailler normalement des réacteurs de puissance à uranium enrichi totalisant 40.000 MWe, alors que, selon les prévisions, l'ensemble du monde libre n'atteindra ce chiffre, pour tous les types de réacteurs, que dans la première partie de la prochaine décennie.

Selon une information parue dans « Forum Memo » de décembre 1959, une nouvelle installation de séparation isotopique à construire aux U.S.A. aurait pu couvrir les coûts de production aux prix de vente en vigueur à cette période. Les baisses de prix intervenues récemment étant fondées sur des baisses de prix d'achat de l'uranium naturel et des coûts d'enrichissement, cette considération doit encore être valable à l'heure actuelle.

Ces constatations ne signifient cependant pas que l'on doive, lorsque l'on déterminera les multiples aspects d'une politique énergétique qui garantirait à la Communauté la sécurité de son approvisionnement en énergie, s'abstenir de prendre en considération les mesures qui permettront à l'énergie nucléaire de contribuer à cette sécurité d'une façon croissante.

Il convient notamment d'envisager l'opportunité de conclure des contrats à long terme pour les achats d'uranium à des prix favorables en dehors de la Communauté, de constituer des stocks de combustibles nucléaires, de favoriser la prospection dans la Communauté et peut-être même dans certains pays tiers, d'encourager les recherches tendant à améliorer les techniques d'extraction et de concentration des minerais d'uranium et ultérieurement du thorium, en vue de permettre le recours à des réserves importantes qui ne sont pas exploitables aux prix actuels.

La sécurité sera également servie par les recherches visant à améliorer le fonctionnement des types de réacteurs connus et à mettre au point des types plus perfectionnés. L'augmentation du rendement thermodynamique des réacteurs de puissance apportera en effet une valorisation énergétique meilleure des réserves d'uranium actuellement connues. D'autre part, le recyclage du plutonium, son utilisation dans des réacteurs rapides, surtout s'ils sont surgénérateurs, et l'utilisation du thorium ainsi que des stocks d'uranium appauvri, conduiraient à une multiplication très considérable des réserves et de leur contenu énergétique potentiel.

Ces progrès permettraient en effet :

- une utilisation d'environ 50 % de l'énergie de fission contenue dans l'uranium naturel, contre moins de 1 % à l'heure actuelle;
- une réutilisation de l'uranium appauvri, dont il existe des stocks abondants, actuellement inexploitable;
- la mise en valeur des réserves de thorium, plus abondantes et plus répandues que celles d'uranium;

- la réduction de l'incidence déjà faible des prix de la matière fissile sur le coût de l'énergie produite et, par là même, l'augmentation des réserves exploitables sans augmentation de ce coût.

On peut donc conclure que l'on disposerait, dans ces conditions, d'un approvisionnement pratiquement illimité des installations utilisant la fission nucléaire.

B — Stockage

Le stockage des combustibles nucléaires peut également contribuer à la sécurité de l'approvisionnement. On s'est donc efforcé de déterminer l'incidence qu'aurait, sur les coûts de production de l'énergie électrique, l'établissement de stocks de sécurité suffisants pour une année de fonctionnement des centrales conventionnelles ou nucléaires.

A cette fin, on a pris en considération les charges financières et d'entretien des installations spéciales nécessaires (parc, réservoir, magasin), les intérêts et les impôts, évalués ensemble à 9 % de la valeur du combustible stocké, les frais de mise en stock, les frais de reprise et la perte de valeur due au stockage, ces trois derniers éléments n'intervenant d'ailleurs que pour le charbon en raison de leur montant négligeable dans les autres cas. On a admis, en outre, que le stock de combustible était financé par les moyens propres de la centrale, même pour les centrales à uranium enrichi où la location du combustible est actuellement la règle.

On aboutit ainsi aux estimations suivantes :

	Centrales au charbon	Centrales au fuel-oil	Centrales nucléaires	
			U naturel	U enrichi
	Mines	Centrale	Usines d'éléments de combustible	
Prix de base du combustible (en dollars)	14 \$/t	20 \$/t	8 \$/lb	Barème actuel selon degré d'enrichissement
Augmentation de coût des combustibles fossiles due au stockage (en dollars par tonne métrique)	3-3,5	3-3,5	—	—
Augmentation du coût de l'électricité (en mills/kWh)	1,0	1,0	0,1	0,2

La confrontation montre que dans les conditions précitées le stockage de combustible pour un an de fonctionnement revient de cinq à dix fois plus cher pour les centrales conventionnelles que pour les centrales nucléaires, et ceci sans même tenir compte du fait que les réacteurs nucléaires ont, de toute façon, dans leur charge de combustible une réserve valable pour plus d'une année.

C — Conclusion

Les informations précédentes démontrent que la production d'énergie électro-nucléaire répond aux impératifs d'une sécurité d'approvisionnement aussi élevée que possible :

- Les réserves actuelles et futures en uranium naturel, dans des pays politiquement stables, permettent d'assurer l'approvisionnement d'un programme étendu de réacteurs.
- Les réacteurs à uranium enrichi sont approvisionnés par l'U.S.A.E.C., qui est disposée à conclure des contrats à long terme dans le cadre de sa politique actuelle d'approvisionnement. D'autre part, les usines d'enrichissement peuvent couvrir les besoins en U enrichi prévisibles à long terme.
- Le stockage de combustibles nucléaires pour l'approvisionnement d'une centrale pendant un an ne coûte que le tiers ou le quart du coût du stockage du combustible nécessaire au fonctionnement des centrales conventionnelles.
- Compte tenu des progrès techniques auxquels on peut s'attendre, l'énergie tirée de la fission nucléaire constituera, à longue échéance, une source pratiquement inépuisable, offrant un degré élevé de sécurité. Sa contribution à la sécurité d'approvisionnement en énergie de la Communauté sera donc à la mesure de l'usage qui en sera fait.

La fixation des principes d'une politique commune d'approvisionnement en matières fertiles et fissiles contribuerait certainement à améliorer encore la sécurité de l'approvisionnement à moyen et à long terme.

Quatrième partie

L'équilibre entre offre et demande d'énergie en 1970

L'objet de cette partie est d'examiner comment la couverture des besoins globaux d'énergie, évalués dans la deuxième partie, pourrait être assurée par les diverses sources primaires d'énergie, étant donné les conditions de l'offre exposées dans la troisième partie.

L'idée directrice est que cette répartition se fait sur la base des coûts comparés pour l'utilisateur, compte tenu pour celui-ci des avantages propres de chaque forme d'énergie⁽¹⁾. L'application rigoureuse de cette idée consisterait à examiner successivement la situation de chaque catégorie d'utilisateurs groupant dans chaque région les usagers comparables; on ne peut songer à effectuer actuellement un tel travail dans tous ses détails.

On est conduit alors à adopter une démarche moins stricte, en plusieurs étapes. Tout d'abord en l'état actuel des techniques, ou compte tenu de leur évolution probable, certains besoins d'énergie ne pourront être satisfaits, même à échéance de dix ou quinze ans, que par des produits énergétiques bien déterminés; ces besoins spécifiques comprennent notamment le coke au haut fourneau et les carburants pour les transports routiers, ferroviaires ou de navigation intérieure, ainsi que l'autoconsommation des producteurs d'énergie.

D'autre part, certaines productions s'écouleront en priorité du fait qu'elles sont fatales ou qu'elles sont très économiques. Il s'agit notamment, d'une part, du gaz de haut fourneau et du gaz de cokerie, d'autre part de l'hydro-électricité, du lignite, du gaz naturel en provenance de gisements déjà découverts.

(1) Il est à peine besoin de rappeler qu'il n'est aucunement question de préparer un schéma de répartition de l'énergie. On cherche seulement quelle serait cette répartition probable dans une économie caractérisée par le libre choix du consommateur.

Le reste de la couverture des besoins se répartira entre les divers combustibles en fonction des coûts comparés pour l'utilisateur. Mais, compte tenu des avantages propres de certaines formes d'énergie, certains usagers auront exclusivement recours à elles, tant que le prix relatif des diverses formes d'énergie restera dans la fourchette probable qu'on peut dégager des indications des chapitres précédents.

La mise en œuvre de toutes ces considérations, qui fera l'objet du chapitre 13, permet de réduire grandement l'ampleur des besoins pour la satisfaction desquels deux ou plusieurs produits sont réellement en concurrence. La répartition de ces besoins entre les divers produits nécessite une analyse plus fine, au niveau régional, qui fera l'objet des chapitres 14 et 15, où seront étudiées plusieurs variantes correspondant à divers prix des énergies importées et divers niveaux d'une éventuelle aide au charbon communautaire.

On aboutira ainsi à un bilan énergétique global pour la Communauté.

Chapitre 13

Besoins spécifiques, productions certaines et ampleur des besoins concurrentiels

Nous chiffrerons successivement les besoins spécifiques et les productions certainement écoulables (du fait de leur bas prix). On donnera ensuite des indications préliminaires sur la couverture des autres besoins, de façon à prévoir l'ampleur du domaine de concurrence de divers produits énergétiques et la zone d'influence d'une politique énergétique.

Section 1 — Les besoins spécifiques

A cette catégorie appartiennent le coke sidérurgique, les carburants, la consommation propre des producteurs.

A — Les besoins de coke sidérurgique

Actuellement, la consommation d'énergie dans la sidérurgie est constituée pour environ les deux tiers par le coke, pour le reste par les combustibles servant au chauffage des fours à l'aciérie et aux laminoirs et par l'électricité.

Comme on l'a indiqué plus haut, la consommation de coke a été calculée à partir des perspectives de production de fonte et des perspectives d'évolution

de la technique. Les besoins au haut fourneau seraient en 1970 de 53 millions de tonnes et 58 en 1975 contre 48 en 1906⁽¹⁾.

En ajoutant à ces chiffres des estimations concernant l'emploi de poussier dans les installations d'agglomération, ainsi que les autres usages de coke dans les sidérurgies, on peut estimer en définitive que la consommation totale de coke à la sidérurgie serait de 61 millions de tonnes en 1970 et de 66 en 1975.

En raisonnant sur le maintien des conditions d'exploitation des cokeries les plus modernes, pour produire 61 millions de tonnes de coke à usage sidérurgique, il faut enfourner environ 92 millions de tonnes de charbon à coke. Le chiffre homologue pour 1975 est de 98 millions de tonnes.

B — Les carburants

Pour les divers usages suivants: transports routiers, transports aériens, transports ferroviaires, navigation intérieure, matériel agricole, le total des besoins en carburants s'élèverait en 1970 à 65 millions de tonnes, soit 95 millions de tec et à 126 millions de tec en 1975.

C — Les besoins propres des producteurs et transformateurs d'énergie

Ces besoins peuvent être considérés en première approximation comme spécifique à quelques petites exceptions près.

Leur montant exact ne peut être fixé qu'après répartition de la couverture des besoins entre les diverses formes d'énergie. On peut estimer que le montant se situera en 1970 aux alentours de 50 millions de tec.

D — Récapitulation

Aux chiffres précédents, il y aurait lieu d'ajouter certaines consommations spécifiques de l'industrie, notamment une certaine quantité de charbon dans les cimenteries, le charbon pour la carbochimie, les produits pétroliers pour la pétrochimie. Ces quantités sont très difficiles à évaluer et l'ampleur des éléments réellement spécifiques n'est probablement pas très grand, eu égard aux besoins totaux d'énergie. Nous renoncerons donc à les estimer.

Dans ces conditions, le tableau 36 récapitule les besoins spécifiques d'énergie, qui représenteraient environ le tiers des besoins (ce pourcentage reste assez constant, la rapide augmentation des besoins de carburants compensant la très faible hausse des besoins de charbon à coke sidérurgique).

⁽¹⁾ On a vu au chapitre 3 que le chiffre de 1975 pourrait être abaissé de 10 à 15 % si les procédés de réduction au gaz naturel se développaient rapidement.

Tableau 36 — Besoins spécifiques d'énergie (en millions de tec)

	1960	1965	1970	1975
Charbon à coke pour couvrir les besoins en coke de la sidérurgie	76 ⁽¹⁾	82	92	98
Carburants	44	70	95	126
Autoconsommation des producteurs et transformateurs	43	47	51	58
Total des besoins spécifiques	163	199	238	282

⁽¹⁾ Ce chiffre ne comprend que le charbon à coke correspondant aux besoins de la sidérurgie; il est donc inférieur à l'approvisionnement total des cokeries en 1960.

Section 2 — Les productions à écoulement certain

Deux types de production peuvent être considérés comme certains :

- les productions primaires, dont le coût est certainement compétitif;
- les produits liés aux productions destinées à couvrir les besoins spécifiques.

A — Les productions primaires à écoulement certain

Nous entendons par là les productions qui seront certainement compétitives, parce que leur prix de revient sera assez bas, soit du fait de conditions géologiques, soit parce que certaines dépenses ont déjà été faites (construction de barrages, découverte de gisements de pétrole ou de gaz naturel) et que les dépenses de production futures sont alors relativement faibles.

Il s'agit du lignite, de l'hydro-électricité, du gaz naturel et du pétrole brut correspondant aux gisements déjà découverts dans la Communauté, enfin de la quantité d'énergie nucléaire correspondant aux évaluations minimales.

A partir des considérations développées précédemment sur les conditions de l'offre, on peut retenir les chiffres qui figurent au tableau 37. Ces productions couvriraient environ 20 % des besoins totaux d'énergie.

Si l'on tient compte des projets actuels, on peut estimer qu'environ 60 % de lignite sera enfourné dans des centrales thermiques, le reste se répartissant entre le secteur domestique et l'industrie.

Le gaz naturel couvrira d'abord les marchés où son usage est en mesure d'assurer des avantages spécifiques importants (traitements thermiques à atmosphère contrôlée, verrerie, céramique, chimie, secteur domestique). Ces marchés représentent actuellement environ 60 % de la consommation glo-

bale de gaz naturel. Mais la nécessité d'assurer un degré d'utilisation élevé des feeders conduira à atteindre également d'autres marchés, plus concurrentiels, où le gaz naturel prendra sa place par des moyens commerciaux (par exemple contrats intermittents), tarifaires (tarifs binômes) et techniques (unité de production de pointe, stockage souterrain).

B — Les productions secondaires à écoulement certain

A la cokéfaction est associée une production de gaz de cokeries. A l'activité des hauts fourneaux est associée une production de gaz de haut fourneau (dont le volume par tonne de fonte et le pouvoir calorifique vont en décroissant du fait de la réduction de la mise au mille de coke) ⁽¹⁾.

Enfin, la production de carburants est inséparable de celle d'une certaine quantité de fuel-oil. Mais on peut observer que déjà actuellement la marche des raffineries européennes n'est pas orientée vers la production maximale de carburants comme c'est le cas aux Etats-Unis; avec une marche du type américain, on obtiendrait en 1975 une quantité de fuel-oil inférieure à la consommation actuelle de la Communauté. Etant donné la croissance escomptée des besoins de combustibles, il est certain que la production techniquement minimale de combustibles liquides liée à la production de carburants n'aura aucune difficulté à se placer sur le marché, même avec une arrivée importante de gaz naturel ⁽²⁾.

Tableau 37 — Les productions à écoulement certain (en millions de tec)

	1960	1965	1970	1975
<i>Produits primaires</i>				
Lignite	29	30	32	34
Hydro- et géo-électricité ⁽¹⁾	43	46	54	60
Gaz naturel communautaire	14	22	33	42-54
Pétrole communautaire	17	18	19	20
Electricité nucléaire	—	2	8	24-36
Total	103	118	146	180-204
<i>Productions secondaires</i>				
Gaz de cokerie	23	23	24	25
Gaz de haut fourneau	26	24	24	25
Fuel-oil et gaz de raffineries		pour mémoire		

⁽¹⁾ Y compris importations nettes.

⁽¹⁾ Cf. annexe 3 : Les besoins d'énergie de la sidérurgie.

⁽²⁾ Ces productions à écoulement certain ne doivent pas être ajoutées sans précaution aux besoins spécifiques sous peine de doubles emplois. Parmi les productions primaires, le pétrole de la Communauté sert à produire des carburants (environ 4 millions de tec en 1970). Parmi les produits secondaires, le gaz de cokerie est déjà compté dans le charbon à coke.

Section 3 — Les autres besoins

Les besoins spécifiques et les besoins couverts par la production à écoulement certain représentent un peu plus de la moitié des besoins. Le reste, constitué uniquement par des besoins de combustibles, peut être couvert par du charbon, du fuel-oil, une production nucléaire supérieure aux chiffres minimaux retenus plus haut.

La part qui sera prise par ces diverses sources d'énergie dépend essentiellement de deux catégories de facteurs : le coût comparé des combustibles nécessaires (et de l'équipement correspondant), pour obtenir le même effet utile, et un certain nombre de considérations complémentaires relatives notamment à la souplesse et à la commodité d'emploi, à la pureté du combustible, etc.

Mais le passage de la situation actuelle à une autre situation d'équilibre déterminée par les facteurs précédents ne peut pas être instantané ; un certain nombre d'éléments d'inertie interviennent en effet pour freiner cette évolution ; il y a, d'une part, des éléments tenant à la présence des installations existantes qui, lorsqu'elles sont relativement modernes, ne peuvent pas être changées sans occasionner un coût important et qui, de toute façon, ne pourraient pas être toutes renouvelées simultanément. À ces facteurs d'origine technique s'ajoutent d'autres tels que les habitudes commerciales des acheteurs, l'opinion de ces derniers sur la sécurité et un certain nombre de liens d'intégration financière plus ou moins poussée entre producteurs et consommateurs d'énergie. Il ne faut pas surestimer l'effet de ces liens, néanmoins ceux-ci ont vraisemblablement une assez grande importance à échéance de quatre ou cinq ans. Par contre, à échéance de dix ou quinze ans, leur influence est certainement beaucoup plus faible, et, dans une première approche du problème, il est vraisemblable qu'on peut la négliger ; on est conduit alors à tenir compte dans le calcul seulement des rigidités techniques résultant des installations en usage aujourd'hui. Ce n'est qu'à titre qualitatif que les effets des liens ci-dessus mentionnés seront alors examinés.

Il en résulte qu'on ne peut pas considérer la situation actuelle comme une situation d'équilibre. Même si le niveau relatif du prix ne se modifiait pas, certaines évolutions en cours se poursuivraient, entraînant une modification des parts relatives des différentes sources énergétiques. On peut considérer qu'un certain nombre d'usagers ou d'utilisateurs passeront sans l'ombre d'un doute aux produits pétroliers liquides ou gazeux ; on en déduit une limite inférieure des consommations de produits pétroliers et donc une limite supérieure des débouchés offerts au charbon. À l'opposé, le caractère spécifique de certains besoins et les éléments d'inertie mentionnés plus haut doivent conduire à maintenir une certaine consommation du charbon. On va, dans les paragraphes qui suivent, retracer brièvement l'évolution des dernières années et indiquer entre quelles limites extrêmes pourrait se situer le niveau d'équilibre, si le niveau des prix relatifs à la thermie des divers combustibles par rapport au charbon reste compris entre 0,8 et 1,2.

Pour déterminer l'ampleur de cette plage, il est commode de passer en revue les divers grands groupes d'utilisateurs.

A — Sidérurgie

En dehors du coke pour le haut fourneau et de l'électricité, les besoins en énergie de la sidérurgie couvrent des usages thermiques au haut fourneau (injection de charbon pulvérisé, de fuel ou de gaz) et dans les installations annexes (réchauffage du vent notamment), à l'aciérie et aux laminoirs (fours de réchauffage). Ces besoins en combustibles peuvent être couverts par du charbon, du fuel, du gaz.

A l'avenir, les disponibilités en gaz de haut fourneau augmenteront moins vite que la consommation de coke, du fait de la réduction de la mise au mille de coke au haut fourneau.

L'examen des divers usages, compte tenu des évolutions techniques probables, a conduit à retenir pour la consommation de charbon en 1975 un chiffre de 3 millions de tonnes, sur lequel l'incertitude peut être de 0,5 million de tonnes.

B — Autres industries

Avant d'aborder les perspectives de répartition de la consommation d'énergie entre les divers combustibles, il peut être intéressant de regarder rapidement comment s'est présentée l'évolution des dix dernières années.

Le tableau 38 et le graphique correspondant montrent la décroissance de la part des combustibles solides au cours de la période 1950-1960. C'est en Italie, aux Pays-Bas et en Belgique que le mouvement a été le plus rapide. En République fédérale, l'évolution s'est fortement accélérée depuis 1957. La France est caractérisée par une tendance beaucoup plus régulière que celle des autres pays.

L'extrapolation mécanique de ces courbes donnerait une part des combustibles solides dans l'énergie non électrique du secteur qui, dans l'ensemble de la Communauté, ne dépasserait pas 20 % en 1970 et serait inférieure à 10 % en 1975.

Il ne peut cependant pas être question d'accepter purement et simplement le résultat de cette extrapolation. D'une part, la situation actuelle n'est pas une situation d'équilibre, car les réactions aux variations de prix relatifs se font avec une certaine inertie. D'autre part et surtout, la consommation d'énergie dans l'industrie n'est pas du tout un phénomène homogène, du fait d'usages très différents. Ici, quelques précisions techniques sont nécessaires.

La comparaison des avantages et des inconvénients relatifs des divers combustibles doit tenir compte d'éléments techniques et économiques :

Tout d'abord, le rendement est souvent différent pour les divers combustibles, c'est-à-dire que le même effet utile sera obtenu avec un nombre de calories différent suivant le combustible.

A côté de ces aspects techniques interviennent un certain nombre d'éléments économiques; pour le même effet utile, les frais de fonctionnement et d'amortissement des installations peuvent différer d'un combustible à l'autre; de plus, un combustible peut présenter sur ses concurrents des avantages particuliers, tenant par exemple à sa souplesse et à sa pureté, qui permettent d'améliorer la qualité des fabrications et se traduisent donc finalement par une économie pour l'industriel.

Pour progresser dans l'analyse et parvenir à des résultats chiffrés, il faudrait connaître l'influence de tous ces facteurs pour les diverses catégories d'usages et connaître de plus la répartition de la consommation totale d'énergie par usages. Sur tous ces points, on n'a que des indications partielles souvent délicates à extrapoler. On peut néanmoins en dégager divers résultats.

Tout d'abord, on sait que des deux grandes catégories d'usages la production de vapeur absorbe environ 55 % de la consommation d'énergie et le chauffage de fours environ 35 %; le reste correspond à quelques usages spécifiques, notamment la fourniture de matières premières.

Pour la production de vapeur, les informations disponibles semblent indiquer que le rapport des prix à la calorie assurant l'équivalence entre le fuel et le charbon est de l'ordre de 1 pour les grandes installations, et notamment pour les centrales thermiques; pour les installations moyennes et petites, ce rapport serait un peu supérieur et pourrait atteindre 1,2. Pour les fours, au contraire, ce rapport serait supérieur à 1,2 et dépasserait fortement 1,3 dans un certain nombre de cas.

Dans le passé, il est tout à fait vraisemblable — et ceci est confirmé par les divers cas particuliers qu'on peut connaître — que le passage du charbon au fuel (ou au gaz) s'est fait d'abord pour les usages pour lesquels le rapport d'équivalence était le plus élevé (fours).

Il y a peu de raisons d'admettre pour 1975 une *répartition entre usages* sensiblement différente de celle qui existe actuellement. Il est vrai que la chimie connaîtra vraisemblablement un développement plus rapide que les cimenteries et les verreries, mais l'effet de ce développement pourrait être largement compensé par des économies d'énergie plus fortes dans la première de ces branches.

Au niveau des combustibles, on peut estimer qu'à échéance de 1975 environ 80 % des usages fours seront passés au fuel ou au gaz si l'on admet que le rapport de prix à la calorie reste dans la fourchette 0,8-1,2. La durée de vie des fours étant de l'ordre de quinze à vingt ans, les effets d'inertie technique doivent être faibles. Mais le charbon pourrait garder certains débouchés dans les chaux et ciments ⁽¹⁾ si le rapport des prix à la calorie est suffisamment voisin de 1.

(1) En 1955, cette branche représentait 37 % de l'énergie consommée pour l'usage «four» en France. La part du charbon y était de 84 %, tandis que dans la verrerie le charbon ne représentait plus que 14 %.

Tableau 38 — Répartition de la consommation de combustibles dans le secteur des autres industries (en %)

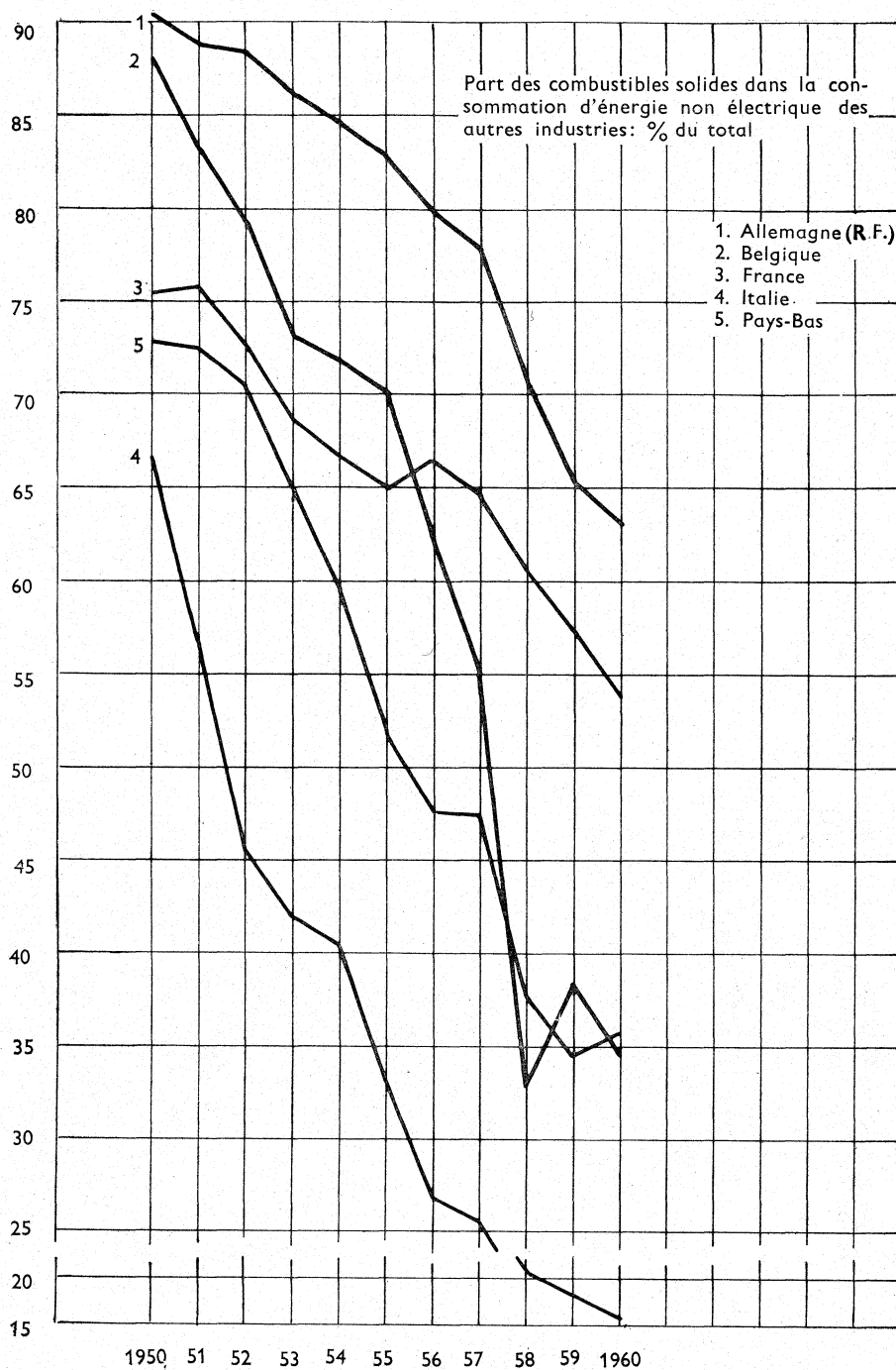
Région	Combustibles solides	Combustibles liquides	Gaz	Total
Communauté				
1950	82	12	6	100
1955	68	20	12	100
1960	48	36	16	100
Allemagne (R.F.)				
1950	90	2	8	100
1955	83	5	12	100
1960	63	24	13	100
Belgique				
1950	88	9	3	100
1955	70	24	6	100
1960	34	53	13	100
France				
1950	75	20	5	100
1955	65	30	5	100
1960	54	35	11	100
Italie				
1950	67	26	7	100
1955	33	39	28	100
1960	15	50	35	100
Luxembourg				
1950	100	—	—	100
1955	72	14	14	100
1960	50	38	12	100
Pays-Bas				
1950	73	17	10	100
1955	52	35	13	100
1960	36	55	9	100

En ce qui concerne les usages vapeur, il faut d'abord tenir compte de ce qu'une partie croissante de l'industrie chimique s'intègre à l'industrie pétrolière et couvrira donc aussi ses besoins thermiques par le fuel ⁽¹⁾. En dehors de ce secteur, le charbon pourrait conserver une fraction importante des usages vapeur.

Une limite supérieure des débouchés du charbon, constituée ainsi par les usages vapeur en dehors de la pétrochimie et une fraction des usages fours de la branche chaux et ciments, correspondrait à environ la moitié des besoins industriels. Ce résultat n'est toutefois valable que dans les pays où le charbon

⁽¹⁾ En France, en 1955, la chimie représentait 27 % de la consommation d'énergie pour la fourniture de vapeur. La part du charbon y était encore de 71 %.

Graphique 4



garde encore plus de 50 % des débouchés industriels. En admettant pour l'Italie, la Belgique et les Pays-Bas le maintien de la part actuellement détenue pour le charbon, et 50 % pour les autres pays, on arrive pour la Communauté à environ 40 %, soit 55 millions de tonnes comme limite supérieure en 1975. On peut envisager pour 1970 un pourcentage un peu supérieur, correspondant environ au même tonnage.

L'extrapolation de l'évolution des dix dernières années conduirait à environ 25 millions de tonnes. Sur la base des appareillages existant aujourd'hui et qui seront encore en usage dans 10 ans, on pourrait envisager un chiffre inférieur. En fait, les seuls débouchés véritablement garantis sont ceux qui résultent de certaines formes d'intégration verticale, notamment la carbochimie.

En définitive, et à titre provisoire, on peut estimer que la consommation de charbon et coke dans l'industrie en 1970 sera comprise entre 20 et 55 millions de tonnes, celle de fuel et de gaz comprise entre 65 et 100 millions de tec, celle de lignite de 4 à 5 millions de tec. Le gaz sera utilisé principalement pour des usages fours où sa souplesse d'utilisation est particulièrement appréciée; on peut situer sa consommation entre 25 et 40 millions de tec. Il reste alors entre 25 et 75 millions de tec pour le fuel.

C — Le secteur domestique

Pendant la décennie écoulée, la réduction de la part des *combustibles solides* dans la consommation du secteur a été moins accentuée que dans le secteur industriel. Les facteurs d'inertie ont probablement joué un plus grand rôle. En outre, certains utilisateurs continuent à marquer une préférence pour le poêle à charbon.

Le graphique montre que ces facteurs ont contribué à maintenir une part des combustibles solides plus élevée que dans les autres industries. D'autre part, dans certains pays comme l'Allemagne, le phénomène de la décroissance de cette part ne s'est clairement manifesté que dans la seconde moitié de la décennie. On remarquera aussi que l'Italie, dont la part (50 %) en 1950 était déjà nettement inférieure à celles des autres pays, a connu un développement analogue à celui observé par exemple en Belgique et aux Pays-Bas, où le niveau de départ en 1950 dépassait 80 %.

Il faut enfin noter une grande stabilité de la part relative occupée par le gaz.

L'évolution future sera dans une mesure très large conditionnée par le type des nouveaux logements (habitation individuelle ou grands complexes) et, pour le logement individuel, par le choix entre le chauffage central et le chauffage à poêle. C'est à la fois dans les grands complexes d'habitation et dans le chauffage à poêle que le charbon semble avoir le plus de chance de se maintenir.

Pour l'estimation quantitative, on ne peut guère, en l'absence de renseignements sur les équipements existants, aller bien au delà d'une extra-

polution de l'évolution passée en admettant un ralentissement progressif dans la réduction de la part des combustibles solides. Un travail de ce genre aboutit pour les combustibles solides à un chiffre d'environ 60 millions de tec en 1965 et de 40 millions en 1975, par rapport à 65 millions en 1960. Les extrêmes des débouchés de charbon et coke pourraient être estimés en 1970 à 45 et 75, auxquels viennent s'ajouter quelques millions de tonnes de lignite et briquettes de lignite. On pourrait envisager pour le gaz un chiffre compris entre 15 et 20 (soit 12 à 13 % des besoins), et il resterait entre 35 et 70 à couvrir par les produits pétroliers (y compris les gaz liquides).

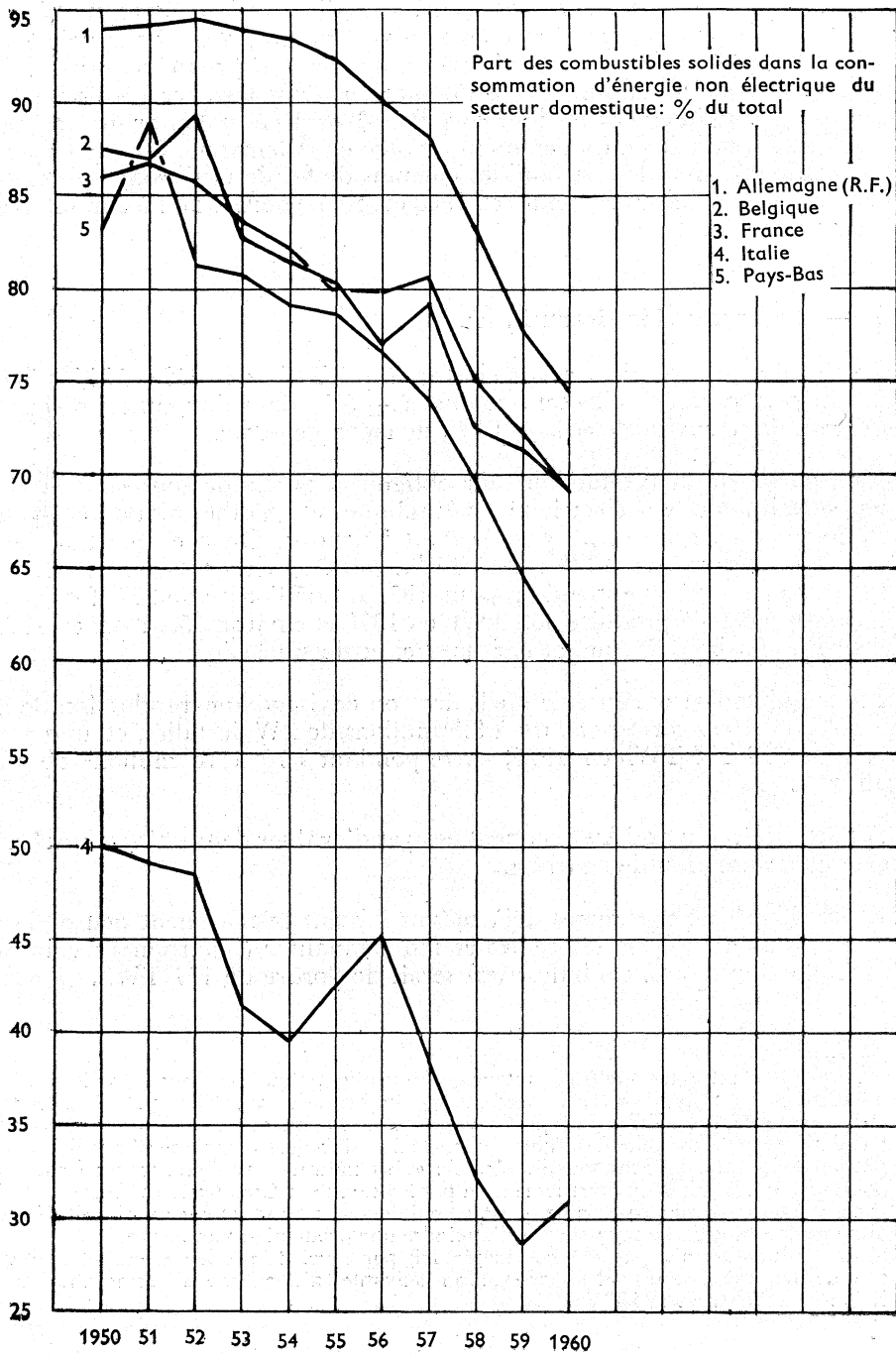
Tableau 39 — Répartition de la consommation de combustibles dans le secteur domestique (en %)

Région	Combustibles solides	Combustibles liquides	Gaz	Total
Communauté				
1950	87	7	6	100
1955	83	11	6	100
1960	67	26	7	100
Allemagne (R.F.)				
1950	94	1	5	100
1955	92	4	4	100
1960	74	21	5	100
Belgique				
1950	87	9	4	100
1955	80	16	4	100
1960	69	27	4	100
France				
1950	86	7	7	100
1955	80	14	6	100
1960	69	24	7	100
Italie				
1950	50	37	13	100
1955	42	44	14	100
1960	31	54	15	100
Luxembourg				
1950	88	8	4	100
1955	87	10	3	100
1960	72	25	3	100
Pays-Bas				
1950	83	9	8	100
1955	79	12	9	100
1960	61	29	10	100

D — Les transports ferroviaires

Comme on l'a déjà dit plus haut, pour des raisons économiques, la technique de la traction ferroviaire subit actuellement de très grosses transformations; la

Graphique 5



traction vapeur (utilisant du charbon, du lignite et très accessoirement du fuel) cède la place soit à la traction électrique, soit à la traction diesel, le partage entre ces deux derniers types dépendant du volume du trafic, de la voie et de certaines considérations annexes. Il en résulte une très nette tendance à la réduction de consommation directe de charbon dans les chemins de fer. Le processus est pratiquement terminé aux Pays-Bas et en Italie, avancé en Belgique et en France; il s'est récemment amorcé en Allemagne. On peut penser que la consommation de charbon des chemins de fer de la Communauté sera ramenée à 7 ou 8 millions de tonnes en 1965 et sera de l'ordre de 1 à 2 millions en 1975, donc infime.

E — Les centrales thermiques

Les besoins d'électricité ont été chiffrés à 574 TWh en 1970 et 790 TWh en 1975. On peut estimer qu'ils sont connus à $\pm 5\%$ dans l'hypothèse d'expansion économique envisagée et à $\pm 10\%$ de façon générale.

Une partie de la production sera obtenue à partir de sources d'énergie « non substituables » : électricité hydraulique et géothermique, centrales fonctionnant au lignite et au gaz de haut fourneau. On a estimé que cette production s'élèverait en 1970 à 206 TWh, soit 34 % du total (contre 53 % en 1960). Le chiffre correspondant pour 1975 est de l'ordre de 225 TWh, soit 28 %. Il reste alors à produire 362 TWh en 1970 et environ 555 TWh en 1975, à partir du charbon, du fuel et gaz naturel et du nucléaire.

En ce qui concerne l'énergie nucléaire, on envisage une production de 20 à 25 TWh en 1970 correspondant à 3,5 millions de kW installés, et une production de 60 à 100 TWh en 1975, correspondant à 10 à 16 millions de kW installés ⁽¹⁾.

A partir de ces hypothèses, on peut essayer d'évaluer deux chiffres extrêmes pour la consommation de charbon.

Pour 1965, les programmes déjà prévus laissent relativement peu de latitude; la production dans les centrales fonctionnant au charbon (y compris l'autoproduction des autres industries) serait de l'ordre de 177 TWh.

⁽¹⁾ Il faut cependant noter que si l'avantage concurrentiel prévu intervient à partir de 1968 ou 1970, la quantité d'électricité produite par les centrales nucléaires en 1975 pourrait être supérieure aux chiffres indiqués ci-dessus, à condition que cette expansion ne soit pas limitée par la capacité des industries nucléaires de suivre le rythme d'installation de puissance économiquement souhaitable. Un effort industriel accéléré, soutenu par une politique appropriée des gouvernements et par l'action de la Commission d'Euratom dans le cadre du deuxième programme quinquennal devrait cependant permettre de lever cet obstacle dans une certaine mesure et d'atteindre une production plus élevée. Cette éventualité n'a pas été considérée ici, par souci de prudence, et l'on a retenu comme hypothèse de travail les productions suivantes d'électricité d'origine nucléaire : 1970 : 20 TWh; 1975 : 80 TWh.

Pour 1970 et 1975, la fourchette technique est évidemment beaucoup plus grande.

Le *maximum* correspondrait aux hypothèses suivantes :

- aucune construction après 1965 de centrales nouvelles au fuel ou au gaz naturel, maintien en service de celles existant en 1965 dans l'hypothèse maximale pour le charbon;
- limite inférieure de la fourchette pour la production nucléaire.

On aboutit alors, en 1970, à une production de l'ordre de 290 TWh dans les centrales fonctionnant au charbon, correspondant à une consommation de 105 millions de tec.

Tableau 40 — Répartition de la production d'électricité selon les formes d'énergie primaire utilisée (en TWh bruts)

(Tableau révisé)

Ligne		1960	1965	1970	1975
1	Consommation	285	409	574	789
2	Solde des échanges (importations nettes)	4	5	6	6
3 = 1 — 2	Production brute totale	281	404	568	783
	Au départ de « sources fatales » :				
4	Hydraulique et géothermique	102 ⁽¹⁾	111	130	141-147
5	Lignite et tourbe	32	51	63	71
6	Gaz de haut fourneau	13	13	13	12
7	Autres combustibles non substituables ⁽²⁾	3	6	6	7
8 = 4 + 5 + 6 + 7	Sous-total	150	181	212	231-237
9 = 3 — 8	Au départ des « autres sources »	131 ⁽³⁾	223	356	547-552

⁽¹⁾ Année d'hydraulicité très forte.

⁽²⁾ Schlamm, débris ménagers, déchets industriels, etc.

⁽³⁾ Dont 111 au charbon et 20 au fuel et gaz naturel.

Le *minimum* correspondrait au maintien en service après 1965 de centrales installées au charbon à cette date, mais à aucune construction de nouvelle centrale. Tout l'accroissement de production serait alors obtenu à partir de produits pétroliers ou de réacteurs nucléaires. Dans ce cas, on aboutit en 1970 à une production de l'ordre de 180 TWh, nécessitant l'emploi d'environ 65 millions de tec.

Ces deux extrêmes correspondent en quelque sorte à des notions physiques. L'élément fondamental pour éclairer la suite de l'analyse est constitué par le

rapport des prix à la thermie qui assure l'équivalence des coûts du kilowatt-heure, pour le même diagramme de charge, dans des centrales fonctionnant au charbon ou au fuel. L'équivalence calorifique est sensiblement égale à 1, les rendements étant approximativement les mêmes. Par contre, le coût de construction d'une centrale au charbon est d'environ 10 à 15 % supérieur à celui d'une centrale au fuel. La répartition des coûts étant d'environ 30 % pour l'amortissement, 60 % pour le combustible, 10 % pour les frais d'exploitation, le rapport des prix à la calorie rendue centrale assurant l'équivalence doit être compris entre 0,9 et 0,95. Ce n'est donc que par une étude plus fine, au niveau régional, qu'on pourra préciser la répartition. Il faut d'ailleurs envisager l'éventualité de construction de centrales mixtes pouvant fonctionner soit au charbon, soit au fuel.

Section 4 — Récapitulation. La zone d'influence de la politique énergétique sur la répartition entre sources d'énergie

On peut récapituler comme suit les indications précédentes (en millions de tec) :

	1960	1965	1970	1975
Besoins totaux (tableau 9)	461	570	700	847
Besoins spécifiques (tableau 36)	163	199	238	282
Besoins couverts par des productions primaires fatales ⁽¹⁾ (tableau 37)	99	114	141	179
Solde	199	257	321	386

⁽¹⁾ Après défalcation des doubles emplois avec les besoins spécifiques.

En ce qui concerne la répartition du solde, l'analyse a montré que, aussi bien pour la sidérurgie que pour les transports ferroviaires, la répartition était à peu près certaine. Pour les autres secteurs, par contre, la considération des prix relatifs est importante. Enfin, il ne faut pas oublier que les débouchés du charbon peuvent être alimentés soit par du charbon communautaire, soit par du charbon importé.

Les diverses indications des pages précédentes sont récapitulées au tableau 42, qui compare les couvertures probables des besoins de divers secteurs en 1970 à la couverture effective de 1960. Bien entendu, les chiffres de ce tableau ne doivent être considérés que comme des ordres de grandeur.

En définitive, et sous réserve du fait qu'on a provisoirement adopté une hypothèse de travail unique pour la production nucléaire, les consommations du domaine réellement concurrentiel, où le niveau des prix relatifs sera l'élément décisif, et où donc la politique énergétique est susceptible d'avoir une influence, seraient les suivantes en 1970 :

- 1) Concurrence entre charbon, fuel, gaz naturel :
 - combustibles dans l'industrie : une cinquantaine de millions de tec

— combustibles dans le secteur domestique : une trentaine de millions de tec

— combustibles dans les centrales électriques : environ 40 millions de tec soit au total 110 à 120 millions de tec (soit un peu moins de 20 % des besoins) ;

2) Concurrence entre charbon communautaire et charbon importé :

— les mêmes consommateurs qu'en 1 ;

— une fraction des besoins en charbon à coke, dont le total s'élève à 92 millions de tonnes.

Tableau 41 — Répartition de la consommation d'énergie primaire en 1960 par secteur et par produit (en millions de tec)⁽¹⁾

Secteur \ Produit	Houille	Lignite	Pétrole	Gaz naturel	Gaz manufacturé	Gaz de haut fourneau	Hydro et géo	Electricité nucléaire	Total
I. Producteurs, transformateurs⁽²⁾ et distributeurs d'énergie									
a) Autoconsommation, pertes à la transformation et à la distribution	17,3	2,6	8,6 ⁽²⁾	0,6	9,0	4,9	—	—	43,0
b) Équivalent du gaz manufacturé en énergie primaire	+24,9	—	+1,2	—	-26,1	—	—	—	—
c) Total (a + b)	42,2	2,6	9,8	0,6	-17,1	4,9	—	—	43,0
II. Sidérurgie⁽³⁾									
a) Consommation brute	51,6	0,5	4,8	1,2	6,0	13,9	—	—	78,0
b) Production gaz haut fourneau						-26,0			-26,0
c) Consommation nette du secteur (a-b)	51,6	0,5	4,8	1,2	6,0	-12,1	—	—	52,0
III. Autres industries⁽³⁾	35,6	6,5	31,2	7,1	6,6	0,6	—	—	87,6
IV. Transports⁽³⁾	13,3	0,1	45,2	0,4	—	—	—	—	59,0
V. Secteur domestique⁽³⁾	55,3	9,4	25,4	2,2	4,2	—	—	—	96,5
VI. Centrales électriques⁽⁴⁾	50,0	15,4	6,3	2,0	0,3	6,6	42,5	0,1	123,2
VII. Total des besoins en énergie primaire (Ic + IIc + III + IV + V + VI)	248,0	34,5	122,7	13,5	—	—	42,5	0,1	461,3

Les chiffres des lignes et colonnes « total » correspondent à ceux des tableaux de l'annexe 2.

⁽¹⁾ Les postes de ce tableau donnent les consommations *finales* des différents produits dans un certain nombre de secteurs. C'est ainsi par exemple que le poste houille pour la sidérurgie indique la consommation de *coke* de ce secteur et non les quantités de *houille* nécessaire à cette consommation de coke; la différence étant comprise dans le poste « Producteurs, transformateurs et distributeurs d'énergie ».

⁽²⁾ Sans pertes des raffineries et sous déduction de 1,5 million de tec (benzol, etc.) élaborés à base de houille.

⁽³⁾ Sans électricité.

⁽⁴⁾ Sur base tonne pour tonne pour le charbon.

Tableau 42 — Consommation d'énergie primaire en 1970 par secteur et par produit.
Ordres de grandeur des zones de substituabilité (en millions de tec) ⁽¹⁾ ⁽²⁾
Tableau révisé

Secteur \ Produit	Houille	Lignite	Pétrole	Gaz naturel	Gaz manufacturé	Gaz de haut fourneau	Hydro et géo	Electricité nucléaire	Total
I. Producteurs, transformateurs et distributeurs d'énergie ⁽³⁾									
a) Autoconsommation, pertes à la transformation et à la distribution	12-15	2	24-21	1	7	5			51
b) Équivalent du gaz manufacturé en énergie primaire	19-26		8		-(27-34)				-
c) Total (a + b)	31-41	2	32-29	1	-(20-27)	5	-	-	51
II. Sidérurgie ⁽³⁾									
a) Consommation brute	61	-	15-12	5-8	6	14			101
b) Production gaz haut fourneau						-24			-24
c) Consommation nette du secteur (a + b) ⁽³⁾	61	-	15-12	5-8	6	-10	-	-	77
III. Autres industries ⁽³⁾	20-55	4	75-25	20-31	6-10	-	-	-	125
IV. Transports ⁽³⁾	3	-	99	-	-	-	-	-	102
V. Secteur domestique ⁽³⁾	45-75	3	70-35	7-9	8-11	-	-	-	133
VI. Centrales électriques	65-105	23	55-15	2	-	5	54	8	212
VII. Total des besoins en énergie primaire (Ic + IIc + III + IV + V + VI)	225-340	32	341-218	40-48 ⁽⁴⁾	0	0	54	8	700

⁽¹⁾ Voir note 1, tabl. 41, pag. 133.

⁽²⁾ — En ligne

On a retenu pour chaque ligne que l'incertitude sur la houille et celles sur le gaz naturel et manufacturé sont indépendantes; la somme des trois donne l'incertitude sur le pétrole.

— En colonne

Pour la houille et le gaz naturel les sommes des extrêmes des fourchettes des différents postes ne sont pas égales aux extrêmes des fourchettes totales du fait que toutes les fourchettes ne sont pas indépendantes.

On exclut ainsi l'hypothèse que la consommation de ces produits soit au niveau minimum (ou maximum) en même temps pour tous les secteurs.

⁽³⁾ Sans électricité.

⁽⁴⁾ Dont 8 à 12 d'importation.

Chapitre 14

La couverture des besoins concurrentiels sur la base des coûts comparés pour l'utilisateur

A la fin du chapitre précédent, on est arrivé à une certaine répartition des besoins d'énergie entre les différentes sources, qui est relativement indépen-

dante des prix relatifs du charbon et du fuel lorsque ceux-ci restent dans la fourchette 0,8—1,2, mais qui laisse une double marge d'incertitude : marge d'incertitude entre charbon et produits pétroliers, notamment pour les autres industries, les foyers domestiques et les centrales électriques; marge d'incertitude sur la répartition du charbon entre charbon communautaire et charbon importé.

Si l'on veut réduire ces marges, il est nécessaire de procéder à une analyse géographique relativement détaillée, de façon à pouvoir comparer, au moins approximativement, les coûts pour l'utilisateur, en tenant compte des frais de transport depuis le lieu de production ou d'importation jusqu'au lieu d'utilisation.

La répartition entre sources d'énergie, et notamment la place qui sera tenue par le charbon communautaire, dépendra, d'une part, des niveaux comparés des coûts de production des divers produits et, d'autre part, de la politique énergétique suivie. Dans une très large mesure, celle-ci se traduira par une action sur le niveau des prix comparés pour l'utilisateur des divers combustibles, qu'il s'agisse d'un relèvement des prix des produits importés par suite de droits de douane à l'importation ou d'une aide accordée aux producteurs communautaires.

On va pour le moment se limiter à l'étude d'un certain nombre de schémas types de synthèse entre l'offre et la demande telles qu'elles ont été caractérisées aux précédents chapitres, chaque schéma traduisant l'effet combiné de différentes hypothèses relatives au niveau futur des prix de l'énergie importée et à l'ampleur de l'intervention sur les prix, sous forme de droits de douane et de subventions ⁽¹⁾.

Section 1 — Le principe des calculs

On peut déterminer, au moins en ordre de grandeur, les débouchés possibles de chaque bassin charbonnier face à la concurrence des produits concurrents, qui proviennent tous de l'importation, soit directement comme le charbon étranger, soit indirectement comme le fuel-oil obtenu par raffinage de pétrole importé.

Les éléments fondamentaux du calcul sont les suivants :

— les prix et les coûts :

- p_i prix cif à la tonne dans un port A du produit importé,
- c_m coût départ mine du charbon communautaire,
- t_i frais de transport intérieur à la tonne du port A au lieu d'utilisation,
- t_m frais de transport intérieur à la tonne de la mine au lieu d'utilisation;

— le coefficient d'équivalence physique e entre une tonne de charbon communautaire et une tonne de produit importé;

⁽¹⁾ Ces schémas se limitent aux formes d'énergie non électrique, puisque les centrales électriques sont traitées comme des consommateurs finals.

- la valeur a des avantages spécifiques pour l'utilisateur résultant de l'emploi d'un produit concurrent au lieu d'une tonne de charbon communautaire;
- les modalités d'intervention des pouvoirs publics :

D droit de douane à la tonne sur le produit importé,

S subvention à la tonne versée au charbon communautaire.

Les prix pour l'utilisateur sont respectivement égaux à :

$p_i + D + t_i$ pour le produit importé,

$c_m - S + t_m$ pour le charbon communautaire,

et il y a indifférence pour l'utilisateur entre les deux produits lorsque

$$e(p_i + D + t_i) - a = c_m - S + t_m,$$

si bien que le charbon communautaire est compétitif dans la zone d'utilisation considérée lorsque le coût départ mine (avant subvention éventuelle) est inférieur ou au plus égal à

$$e(p_i + D + t_i) - a + S - t_m.$$

(On voit tout de suite que pour le choix de l'utilisateur entre les deux produits

une subvention x joue le même rôle qu'un droit de douane $\frac{x}{e}$). Dans le

cas d'un marché ouvert où, en outre, ne sont pas versées de subventions, la relation se réduit à $e(p_i + t_i) - a = c_m + t_m$.

On peut ainsi, pour chaque groupe d'utilisateur ayant la même localisation, déterminer le niveau maximum du coût départ mine pour que le charbon du bassin soit compétitif. En faisant le même calcul pour toutes les zones d'utilisation, on détermine une courbe de demande pour le charbon du bassin considéré, et en confrontant cette courbe avec une courbe d'offre déduite de la courbe de coût qui a été décrite au chapitre 6 et qui correspond à une certaine hypothèse sur l'évolution des rendements, on calcule le montant de la production du bassin communautaire qui peut s'écouler face à la concurrence des produits importés, dans certaines hypothèses de protection et de subvention ⁽¹⁾.

Pour appliquer ce schéma de calcul, cinq points sont à préciser :

- A — les modalités de comparaison charbon-charbon et charbon-fuel-gaz;
- B — la régionalisation des besoins d'énergie;
- C — le calcul des coûts de transport;
- D — la définition de la courbe d'offre;
- E — la prise en compte d'écoulements privilégiés.

A — Modalités de comparaisons charbon-charbon et charbon-fuel-gaz

Dans la comparaison au niveau de l'utilisateur du coût de divers combustibles, il faudrait tenir compte d'éventuelles différences de rendement d'utilisa-

⁽¹⁾ En pratique, les calculs suivants ont été faits avec $D = 0$ et différentes valeurs de S ; mais les résultats sont les mêmes si on remplace S par $\frac{D}{e}$, ou même si on remplace S par S'

et D' tels que $S = S' + \frac{D'}{e}$.

tion des appareils et d'éventuels avantages spécifiques (propreté, commodité, souplesse, etc.) de certains produits; ces éléments ont été représentés ci-dessus par ϵ et α .

Les comparaisons charbon-charbon (charbon communautaire et charbon importé, ou charbon de divers bassins) sont les plus simples, car l'élément α n'intervient pas. Seules les différences de qualité entre les charbons importés et les charbons communautaires nécessitent une correction générale. Comme l'indique le tableau ci-dessous, ces différences vont de 4 à 10 % pour le charbon à coke, de 7 à 16 % pour le charbon vapeur ⁽¹⁾.

Tableau 43 — Différences de qualité du charbon suivant la provenance

Provenance	Diminution de valeur par rapport au charbon américain (en %)	
	Vapeur	Coke
U.S.A.	—	—
Ruhr	— 7,2	— 4,1
Nord-et-Pas-de-Calais	— 9,4	— 8,2
Lorraine	— 16,0	— 7,5
Bassins belges	— 11,5	— 10,3
Sarre	— 13,7	— 8,2
Limbourg	— 15,0	— 6,8

Au contraire, les comparaisons charbon-fuel ou charbon-gaz (de même que les comparaisons fuel-gaz) sont plus délicates; elles nécessiteraient, pour être menées à leur terme, des connaissances technico-économiques qui ne sont que très partiellement disponibles actuellement.

Pour tenir compte de ces difficultés, on va procéder par étapes successives :

a) *Comparaison charbon-charbon*

Étant donné que les débouchés sont différents, il y aurait lieu d'examiner séparément le charbon à coke, le charbon à vapeur, l'anthracite. Mais les productions des deux premières catégories de charbon ne sont pas complètement

⁽¹⁾ Les coefficients résultent d'estimations qui peuvent être mises en question. Un groupe d'experts consulté par la Haute Autorité a proposé un jeu de coefficients assez différent de celui indiqué au tableau :

	Charbon vapeur	Charbon coke
Ruhr	—	— 8,6
Nord-et-Pas-de-Calais	— 4,6	— 5,0
Lorraine	— 13,2	— 2,8
Campine	— 2,8	— 10,3
Sarre	— 0,1	— 8,6
Limbourg	— 0,1	— 5,7

Ces coefficients ne se réfèrent malheureusement qu'à environ 25 % des quantités écoulées en 1960. Ces tonnages ne constituent pas un échantillon représentatif du total de la production, car ils sont constitués essentiellement par certaines qualités et éliminent presque entièrement certains usages. Les coefficients correspondants ne peuvent donc pas être utilisés pour la présente étude où on s'intéresse à la totalité des débouchés.

indépendantes. En effet, le charbon utilisé dans les cokeries est constitué par des fines, à la production desquelles est automatiquement associée une certaine production de classés. On a admis qu'à trois tonnes de fines est associée une tonne de classés, qui sont utilisés à des usages vapeur.

Il faut, d'autre part, noter que le coke utilisé dans la sidérurgie ne représente qu'une fraction du coke total sortant des cokeries; on a admis qu'en 1975 cette fraction, qui comprend à la fois le gros coke pour haut fourneau et le poussier de coke pour les installations d'agglomération, représenterait 87 % du coke total.

Si l'on tient compte enfin du fait que le charbon à coke communautaire est relativement plus compétitif que le charbon vapeur par rapport aux produits correspondants importés, on est conduit à procéder aux études dans l'ordre suivant :

- examen de la couverture des besoins en charbon à coke correspondant aux besoins en coke de la sidérurgie. Il en résulte, comme produits liés, une production de classés à usage vapeur et des disponibilités en coke non sidérurgique;
- examen de la couverture des besoins en combustibles.

b) *Introduction du fuel et du gaz dans l'analyse*

On examinera d'abord dans quelle mesure la compétition du fuel et du gaz est susceptible de modifier les débouchés précédemment dégagés pour le charbon communautaire.

On examinera ensuite, de façon plus succincte, comment se présente la compétitivité charbon-fuel.

B — Régionalisation des besoins

Une étape préliminaire du calcul consiste à *régionaliser* les besoins futurs d'énergie qui ont été évalués par pays. On ne dispose actuellement d'aucune information sur les taux de développement futurs des diverses régions, comparés aux taux de développement nationaux. Aussi a-t-on supposé, à *titre d'hypothèse de travail* qui devra être corrigée ultérieurement, que toutes les régions d'un pays se développeront au même rythme que l'ensemble du pays, sauf pour la production sidérurgique (cf. infra) ⁽¹⁾. On a adopté un découpage régional inspiré de celui proposé par la C.E.E. dans son « Essai de délimitation régionale de la C.E.E. », en retenant en Allemagne les huit länder, en France neuf régions ⁽²⁾. Chaque région est représentée ensuite par un centre de consommation.

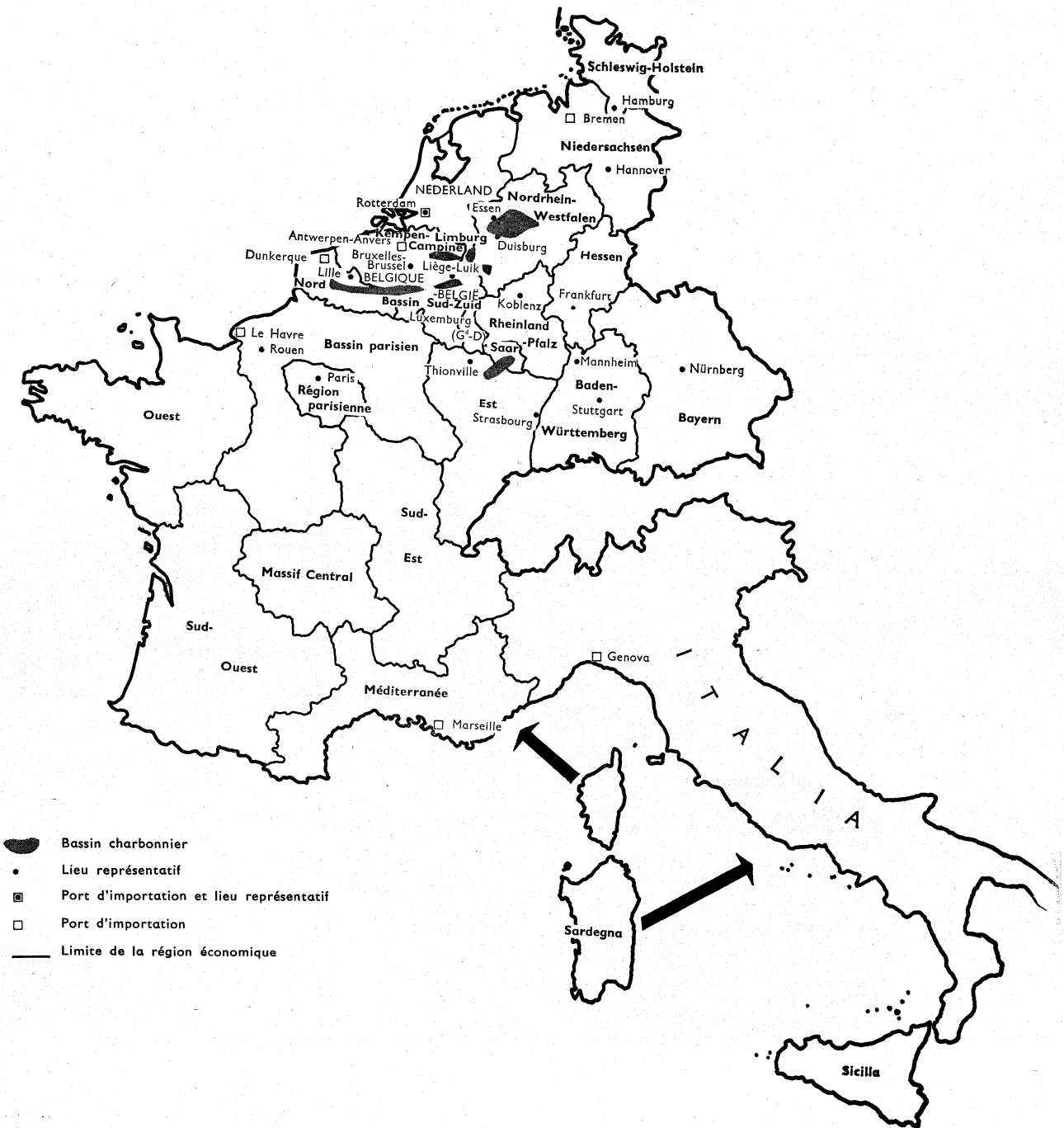
Il est évident que lorsqu'il s'agit de grandes régions où la consommation n'est pas concentrée autour du point de consommation choisi (p. ex. certains

⁽¹⁾ On verra plus loin que des écarts par rapport à cette hypothèse d'homothétie ne modifieraient pas sensiblement les résultats relatifs aux débouchés de charbon communautaire.

⁽²⁾ On s'est contenté provisoirement de considérer l'Italie comme un tout (alors que la C.E.E. distingue six régions), car aucun débouché n'est à prévoir en Italie pour le charbon communautaire.

Graphique 6

Décomposition régionale, ports d'importation examinés et lieux représentatifs pour chaque région



länder au sud de la Rhénanie-Westphalie), cette procédure implique une schématisation assez poussée.

Pour les besoins de combustibles, les résultats des calculs sont résumés au tableau 44. On remarquera que pour les centrales on n'a pas pris en considération les besoins qui seront certainement couverts par des sources fatales ou quasi fatales : gaz de haut fourneau et lignite.

Tableau 44 — Perspectives régionales des besoins de combustibles en 1970 (en millions de tec)
(Tableau révisé)

Pays	Autres industries	Secteur domestique	Centrales thermiques (sans lignite et gaz HF) ⁽¹⁾	Total
<i>Allemagne (R.F.)</i>				
Schleswig-Holstein	3,0	4,6	3,1	10,7
Niedersachsen	4,8	7,3	5,9	18,0
Nordrhein-Westfalen	21,0	17,0	23,1	61,1
Hessen	3,0	5,1	4,0	12,1
Rheinland-Pfalz	3,7	3,6	5,2	12,5
Baden-Württemberg	4,7	8,2	5,2	18,1
Bayern	5,6	10,1	4,7	20,4
(Saar)	—	—	1,9	1,9
Total	45,8	55,9	53,1	154,8
<i>France</i>				
Paris et région parisienne	4,8	8,6	7,2	20,6
Bassin parisien	4,6	5,1	5,6	15,3
Nord	6,0	6,7	6,2	18,9
Est	4,5	4,2	4,1	12,8
Ouest	1,3	2,7	0,7	4,7
Massif Central	0,8	1,1	—	1,9
Sud-Ouest	2,8	2,9	1,7	7,4
Sud-Est	4,6	4,3	} 4,5	} 18,2
Méditerranée	2,6	2,2		
Total	32,0	37,8	30,0	99,8
<i>Belgique</i>	5,8	10,6	8,8	25,2
<i>Italie</i>	33,0	18,0	18,9	69,9
<i>Luxembourg</i>	0,14	0,49	0,20	0,83
<i>Pays-Bas</i>	8,4	10,2	11,0	29,6
Total Communauté	125,1	133,0	122,0	380,1

⁽¹⁾ Le raccordement avec les besoins totaux du secteur tels qu'ils ont été déterminés dans la deuxième partie se fait en ajoutant les besoins couverts par le lignite et le gaz HF, soit

Pays	Total tableau 44	Gaz HF	Lignite	Autres combustibles non substituables	Besoins totaux des centrales thermiques
Allemagne (R.F.)	53,1	1,4	21,2	0,5	76,2
France	30,0	2,0	1,0	—	33,0
Belgique	8,8	0,6	—	—	9,4
Italie	18,9	0,3	0,7	—	19,9
Luxembourg	0,2	0,7	—	—	0,9
Pays-Bas	11,0	0,1	—	—	11,1
Communauté	122,0	5,1	22,9	0,5	150,5

Le raisonnement suivi pour les besoins de combustibles doit cependant être corrigé en ce qui concerne la répartition géographique de la production de fonte. Il faut en effet tenir compte du fait que la production de minerai de fer dans la Communauté ne pourra pas augmenter beaucoup après 1965, et que l'accroissement des besoins sera couvert principalement par le minerai importé; on est donc conduit à envisager que la tendance actuelle à un déplacement de la sidérurgie vers le littoral puisse se poursuivre et que la production de fonte dans les régions actuellement productrices de l'intérieur croisse moins vite que la production totale.

En définitive, on a travaillé pour la production de fonte (tableau 45) sur deux cas : le cas principal A correspond à une déformation au profit des régions du littoral; ses résultats seront confrontés avec ceux d'un cas B correspondant entre 1965 et 1970 (et 1975) à un développement homothétique de la situation actuellement prévisible pour 1965.

Tableau 45 — Perspectives de la localisation de la production de fonte en 1970 et répartition régionale des besoins de charbon à coke (en millions de tonnes)

Pays	Production de fonte			Besoins de charbon à coke	
	1960	1970		1970	
		A	B	A	B
<i>Allemagne (R.F.)</i>					
Nordrhein-Westfalen	18,0	23	24	26	27
Schleswig-Holstein, Niedersachsen	3,2	6	5	6	5
Saar	3,3	4	4	5	5
Autres	1,2	1	1	1	1
Total	25,7	34	34	38	38
<i>France</i>					
Est	10,5	12,5	15	16	18
Nord (non côtier)	2,3	3	3	3,5	4
Nord côtier	—	3	1	3	1
Ouest	0,8	1	1	1	1
Sud côtier et autres régions	0,4	2	1	2	1
Total	14,0	21	21	25,5	25,5
<i>Belgique</i>					
Intérieur	6,5	7	7,5	8,5	9
Sur la côte	—	2	1,5	2	1,5
Total	6,5	9	9	10,5	10,5
<i>Italie</i>	2,7	9	9	9	9
<i>Luxembourg</i>	3,7	4	4	6	6
<i>Pays-Bas</i>	1,3	3	3	3	3
Communauté	54,0	80	80	92	92

Le tableau précédent donne la localisation présumée des hauts fourneaux en 1970. Mais le charbon à coke est en fait utilisé dans les cokeries, et c'est à

l'emplacement de celles-ci que doit se faire la comparaison entre le coût du charbon communautaire et le coût du charbon importé.

A l'heure actuelle existent des cokeries minières, situées sur le carreau des mines, et des cokeries sidérurgiques, situées à côté des hauts fourneaux (tableau 46). Étant donné la longue durée de vie des cokeries, on va admettre pour les années futures le maintien des capacités actuelles des cokeries minières et la localisation de toutes les autres cokeries nécessaires au voisinage de la sidérurgie.

Ce complément au tableau 45 porte en fait sur quatre bassins : Nord-et-Pas-de-Calais, Lorraine, Sud Belgique, Limbourg. En effet, pour la Ruhr et la Sarre on a admis que la mine et la sidérurgie avaient la même localisation, et la Campine n'a pas de cokeries minières sur place.

Les tableaux précédents sont relatifs à 1970. Les chiffres de 1965 et 1975 correspondent à une évolution régulière entre aujourd'hui et 1975.

Tableau 46 — Capacité de production des cokeries (en millions de tonnes)

Région	Production de 1960	Capacité	
		effective début 1961	escomptée début 1966
<i>Cokeries minières</i>			
Ruhr	31,7	40,9	40,8
Aachen	1,9	1,9	1,9
Niedersachsen	0,1	—	—
Saar	1,6	1,6	1,7
Belgique et Pays-Bas	4,3	4,5	4,4
Nord-et-Pas-de-Calais	4,8	4,9	5,8
Lorraine	1,9	1,9	3,1
Centre-Midi	0,7	0,8	1,0
Total ⁽¹⁾	46,9	56,5	58,7
<i>Cokeries sidérurgiques</i>			
Allemagne	9,5	11,1	10,8
Belgique et Pays-Bas	6,0	6,3	6,3
France	4,4	4,7	4,8
Italie	1,9	2,3	5,1
Total ⁽¹⁾	21,8	24,3	27,0
<i>Cokeries indépendantes</i>			
Belgique et Pays-Bas	1,8	1,9	1,6
France	—	—	—
Italie	1,8	2,5	2,6
Total ⁽¹⁾	3,6	4,4	4,2
Total général ⁽¹⁾	72,2	85,3	89,9

Source: « Les investissements dans les industries du charbon et de l'acier de la Communauté », juillet 1961, page 44, et juillet 1962, page 44.

⁽¹⁾ Les totaux peuvent différer légèrement de la somme des postes par suite d'arrondissements.

C — Le calcul des coûts de transport

L'évaluation des coûts de transport à retenir pour les années futures est particulièrement difficile. Il aurait été souhaitable de procéder à une étude sur l'évolution probable des coûts de divers modes de transport; mais l'extrême complexité des calculs de prix de revient dans les transports, due à la fourniture d'un grand nombre de services liés et au fait que les accroissements de capacité se font par seuils souvent très grands, a empêché de tenter une telle étude. Il faut d'ailleurs ajouter que ce qui importe aux études sur l'énergie, ce sont les tarifs de transport et non les coûts, et qu'intervient donc un élément d'incertitude sur la politique qui sera pratiquée dans la Communauté en matière de tarifs de transport.

Devant toutes ces difficultés, on a utilisé, comme hypothèse de travail, le niveau de 1960 des tarifs de transport, en retenant systématiquement pour chaque itinéraire le mode de transport actuellement le moins coûteux, sauf dans deux cas où d'importants travaux d'infrastructure sont en cours; c'est ainsi qu'on a tenu compte des perspectives ouvertes à la navigation intérieure par la canalisation de la Moselle jusqu'à Metz et du Main jusqu'à Nurnberg.

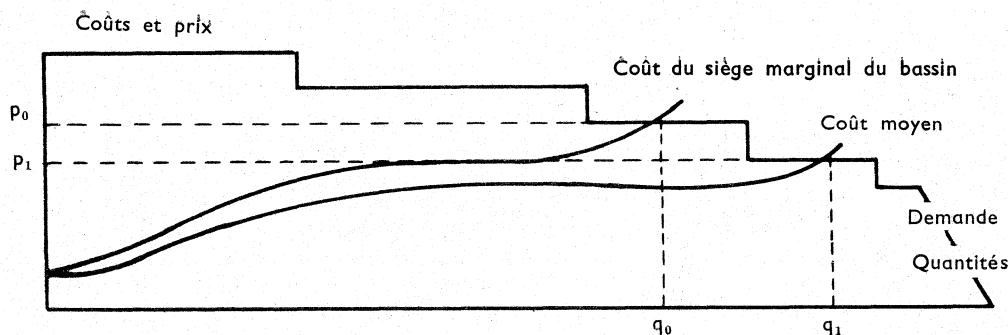
Il convient de souligner que le fait d'utiliser les tarifs de 1960 ne préjuge pas l'orientation future de la politique de transports, notamment en ce qui concerne l'harmonisation des tarifs des différents modes de transport. Les différences entre les schémas types développés ci-dessous peuvent tout aussi bien être interprétées comme traduisant l'effet de mesures de politique de transport que comme l'expression des mouvements des prix de l'énergie importée ou d'interventions dans le domaine énergétique proprement dit.

D — Définition des courbes d'offre

Le volume de charbon communautaire compétitif face aux produits importés dépend de la courbe d'offre utilisée pour les calculs. On peut concevoir plusieurs types de telles courbes d'offre.

Nous admettons qu'il y a un prix unique départ mine dans chaque bassin pour chaque qualité de charbon, prix indépendant de la nature de l'utilisateur et de l'usage effectif du charbon. Dans le premier cas, on admet que ce prix est égal au coût de production de la mine en activité où ce coût est le plus élevé. En d'autres termes, la courbe d'offre est identique à la courbe de coût du chapitre 6 et le niveau d'équilibre correspond à l'intersection de cette courbe avec la courbe de demande dont la construction a été expliquée plus haut : on peut écouler une quantité q , à un prix départ mine p , ce cas constituera la base de nos schémas types.

Mais on peut aussi envisager un second cas, où chaque bassin vend toujours à un prix unique, mais où ce prix est égal au coût moyen de la production.



Sans insister actuellement sur les modalités concrètes d'une telle pratique, on peut immédiatement observer qu'elle conduirait à des débouchés plus élevés q_1 et à un prix de vente plus bas p_1 .

On pourrait même envisager une différenciation des prix départ mine (pour une même qualité), afin de faire payer à chaque utilisateur un prix égal à celui du charbon importé; le volume de la production écoulable serait encore plus élevé que dans les cas précédents. Mais à long terme, une telle attitude de la part du vendeur aurait pour effet de chasser l'industrie hors des régions charbonnières, et en même temps d'attirer les raffineries de pétrole vers les zones charbonnières; elle agirait à l'encontre du but recherché d'augmenter les débouchés du charbon.

On va, dans la suite, étudier principalement le premier cas, mais donner également les résultats dans le second cas.

E — L'existence d'écoulements privilégiés

Une fraction de la production de charbon, variable suivant les bassins, mais toujours importante, est livrée directement par les mines pour certains usages, sans passer par le marché. C'est le cas, notamment, des livraisons aux cokeries minières, aux usines d'agglomération minières, aux centrales thermiques minières et au personnel, et de la consommation propre des mines. En 1960, l'ensemble de ces livraisons représentait environ 45 % de l'écoulement total.

Il est certain que, pour ces tonnages, les conditions de concurrence avec les énergies importées se présentent d'une façon particulière. Les entreprises charbonnières auront systématiquement tendance à utiliser leur production propre plutôt que d'alimenter leurs cokeries ou centrales par du charbon importé, même si celui-ci leur revenait moins cher. Cette tendance sera particu-

lièrement marquée pour les cokeries qui sont adaptées au charbon communautaire et pour lesquelles le passage au charbon importé demanderait des transformations importantes. La limite à cette pratique sera donnée par la nécessité d'assurer en longue période l'équilibre financier de l'ensemble : charbonnages + cokeries + centrales.

Pour traiter complètement le problème de la compétitivité entre charbon communautaire et énergies importées, il serait nécessaire d'examiner les prix de vente possibles du gaz, du coke et de l'électricité, c'est-à-dire d'étudier la compétitivité entre cokeries minières et cokeries sidérurgiques, entre cokeries minières et industrie gazière, entre centrales minières et centrales publiques. Un tel travail est hors de question, au moins actuellement. On procédera donc en deux étapes :

- dans la première étape, on examinera la compétitivité des diverses énergies sans tenir compte des liaisons juridiques entre les mines et les utilisateurs; c'est la perspective qu'on doit adopter lorsqu'on se place dans une optique à long terme;
- on regardera ensuite dans quelle mesure ces liaisons sont susceptibles d'affecter les résultats précédents au cours de la période sur laquelle porte la prévision.

Section 2 — Examen détaillé d'un schéma type

Pour éclairer l'application des calculs dont le principe vient d'être exposé, on va présenter en détail la succession des étapes dans le cas d'un schéma relatif à l'année 1970 (1).

A — Concurrence charbon-charbon

On a vu plus haut que, au niveau de l'utilisation, il y a indifférence entre charbon communautaire et charbon importé lorsque

$$e(p_i + D + t_i) = c_m - S + t_m$$

si $e = 1$, on peut écrire cette égalité $c_m = p_i + D + S + t_i - t_m$.

On présente la démarche du calcul dans l'hypothèse où $p_i + D + S$ vaut 15 dollars pour le charbon vapeur américain et 17 dollars pour le charbon à coke américain. Pour le charbon vapeur, par exemple, ce niveau de 15 dollars peut être interprété comme un prix cif de 13 dollars, et une aide (droit de douane + subvention) de 2 dollars, ou comme un prix cif de 14 dollars et une aide de 1 dollar, ou comme un prix cif de 15 dollars et une aide nulle. L'enchaînement des calculs est le même, quelle que soit l'interprétation(2). Pour rendre

(1) Cette section peut être sautée par le lecteur désireux seulement de prendre connaissance des résultats qu'il trouvera au chapitre 15.

(2) Sous réserve des petits écarts dus au fait que « e » est un peu différent de 1.

l'exposé plus concret, on s'exprimera comme si l'on adoptait l'interprétation prix cif 13 dollars et subvention 2 dollars (et pour le charbon à coke prix cif 15 dollars, subvention 2 dollars), mais il ne faut pas tirer de conclusion de cet exemple destiné seulement à expliquer la démarche de raisonnement.

On examinera successivement le charbon à coke, le charbon vapeur et l'an-thracite.

a) *Charbon à coke*

Les besoins en 1970 sont de 92 millions de tonnes, réparties régionalement comme indiqué plus haut au tableau 45.

Si le prix cif rendu Rotterdam (mais non déchargé) est de 15 dollars, on peut (tableau 47) déterminer le prix rendu dans les différentes régions d'utilisation (colonne 3) et, compte tenu des différences de qualité, le prix de compétition départ mine pour divers bassins de la Communauté (colonne 6) et enfin le coût maximum, compte tenu de la subvention (colonne 7).

On peut alors rechercher comment s'établirait l'approvisionnement de chaque région sidérurgique.

Tableau 47 — Conditions d'écoulement du charbon à coke communautaire dans l'hypothèse d'un prix cif du charbon importé de 15 dollars et d'une subvention au charbon communautaire de 2 dollars (en dollars par tonne)

Bassin sidérurgique	Port d'importation	Prix rendu du charbon	Prix rendu équivalent du charbon communautaire $e(p_1 + t_1)$	Bassin charbonnier	Prix équivalent départ mine $e(p_1 + t_1) - t_m$	Coût maximum départ mine $e(p_1 + t_1) - t_m + S$
1	2	3	4	5	6	7
Nordrhein-Westfalen	Rotterdam	16,9	16,2	Ruhr	15,9	17,9
Niedersachsen	Bremen	17,9	17,2	Ruhr	14,2	16,2
Schleswig-Holstein	Hamburg	16,0	15,3	Ruhr	11,3	13,3
Saar	Rotterdam	18,8	18,0	Saar	13,2	15,2
France-Est	Rotterdam	18,6	17,2	Saar	15,8	17,8
			17,8	Lorraine	14,3	16,3
France-Nord (non côtier)	Dunkerque	17,2	15,8	Nord-et-Pas-de-Calais	15,1	17,1
Côte nord	Dunkerque	15,9	14,6	Nord-et-Pas-de-Calais	13,0	15,0
Belgique int. (Liège)	Anvers	16,8	15,1	Campine	13,9	15,9
Côte		15,8	16,1	Ruhr	14,0	16,0
Italie	Gênes	16,4	14,2	Campine	12,3	14,3
Luxembourg	Rotterdam	18,8	15,7	Ruhr	10,7	12,7
Pays-Bas	Rotterdam	16,0	18,0	Ruhr	14,0	16,0
			14,9	Limburg	13,6	15,6

Allemagne. — Le charbon de la Ruhr est compétitif dans toutes les zones de consommation en Allemagne, sauf sur la côte.

Pour la sidérurgie sarroise, on peut envisager un approvisionnement mixte, provenant principalement de la Sarre (3 millions de tonnes) et complété par du charbon de la Ruhr (2 millions de tonnes).

Belgique. — Le bassin de Campine pourra fournir en 1970 les 8,5 millions de tonnes de charbon à coke nécessaires pour la sidérurgie non côtière.

Par contre, pour la sidérurgie côtière, la Campine n'est pas compétitive vis-à-vis du charbon importé.

France. — Pour l'approvisionnement de la sidérurgie lorraine, la protection géographique est importante contre le charbon importé, mais on doit envisager un partage des débouchés entre la Lorraine, la Sarre et la Ruhr, compte tenu des coûts comparés et de la nécessité technique d'avoir du charbon d'appoint de la Ruhr. Le calcul permet d'envisager 6 millions de tonnes en provenance de la Lorraine, 4 millions de tonnes en provenance de la Sarre et 6 millions de tonnes en provenance de la Ruhr.

Le strict calcul indiquerait que le bassin du Nord-et-Pas-de-Calais pourrait écouler seulement 3,5 millions de tonnes dans les cokeries minières, alors que la capacité de celles-ci sera voisine de 6 millions de tonnes. Mais les avantages d'alimentation en charbon du bassin (facilité d'approvisionnement, fours construits pour ce type de charbon) laissent penser qu'en fait on pourra écouler environ 5,5 millions de tonnes.

Tous les besoins de la sidérurgie côtière seront couverts par l'importation.

Italie. — Tout approvisionnement en provenance des charbonnages européens est exclu (il faudrait un prix départ mine inférieur à 11 dollars).

Luxembourg. — Compte tenu des frais de transport (avec la Moselle canalisée) et des différences de qualité, la Ruhr pourra approvisionner la totalité des besoins de la sidérurgie luxembourgeoise.

Pays-Bas. — Le charbon à coke du Limbourg pourra couvrir la totalité des besoins du pays.

Communauté. — On peut récapituler les résultats précédents dans le tableau 48. Les bassins de la Communauté fourniraient 74 millions de tonnes, l'importation 18 millions de tonnes.

Deux résultats se dégagent :

- le charbon communautaire alimente complètement les cokeries minières dont l'existence est prévue pour 1966 (tableau 46);
- le charbon importé n'est utilisé qu'en Italie et pour la sidérurgie du littoral.

Tableau 48 — Approvisionnement en charbon à coke pour la sidérurgie de la Communauté en 1970 (Hypothèse : prix d'importation + droit de douane + subvention = 17 dollars (en millions de tonnes)

Pays	Ruhr	Sarre	Campine ⁽¹⁾	Nord-et-Pas-de-Calais	Lorraine	Limbourg	Communauté	Importations	Total
Allemagne (R.F.)	32	3	—	—	—	—	35	3	38
Belgique	—	—	8,5	—	—	—	8,5	2	10,5
France	6	4	—	5,5	6	—	21,5	4	25,5
Italie	—	—	—	—	—	—	—	9	9
Luxembourg	6	—	—	—	—	—	6	—	6
Pays-Bas	—	—	—	—	—	3	3	—	3
Communauté	44	7	8,5	5,5	6	3	74	18	92

(¹) Dans ce schéma, le bassin Sud Belgique n'écoule pas de charbon à coke.

Ces chiffres ont été établis pour la répartition géographique de production de fonte correspondant à un déplacement appréciable vers le littoral. Cette répartition est évidemment incertaine et il est intéressant de comparer ce qu'aurait donné un calcul sur l'autre schéma géographique où les usines du littoral sont moins nombreuses. Les différences portent sur l'Allemagne, la Belgique et la France.

En Allemagne, on pourrait envisager une réduction du chiffre d'importation d'environ 1 million de tonnes au profit de la Ruhr. En Belgique, l'écart serait de 0,5 million de tonnes au profit de la Campine. Enfin, en France, on pourrait envisager un écart de 1 million de tonnes au profit du Nord-et-Pas-de-Calais ou de la Ruhr. Au total, l'écart serait d'environ 3 millions de tonnes.

Il faut noter enfin que ces chiffres d'écoulement ont été calculés en supposant implicitement que l'écoulement du classé et du coke non sidérurgique, dont la production est liée, se ferait à un prix au moins égal au coût, et qu'il ne serait donc pas nécessaire de faire supporter au charbon à coke une charge destinée à alléger en contre-partie le prix de vente des classés. On examinera plus loin, lors de l'étude des combustibles vapeur, le bien-fondé de cette hypothèse.

b) Charbon vapeur

Pour le charbon vapeur, il y a concurrence entre le charbon communautaire, le charbon importé, le fuel-oil.

Comme on l'a expliqué plus haut, on raisonne d'abord comme s'il n'y avait que deux produits concurrents, le charbon communautaire et le charbon importé. Si le coût à la thermie du charbon importé et du fuel est le même sur la côte, l'emploi du fuel est au moins aussi avantageux — et souvent plus avantageux — que le charbon importé dans les zones de l'intérieur (écarts dans les coûts de transport et avantage spécifique). Le calcul nous donnera donc

une estimation par excès des débouchés potentiels du charbon communautaire. On cherchera alors, dans une seconde étape, un ordre de grandeur des débouchés qui, en fait, devraient être abandonnés au fuel.

Le schéma type de base qui est étudié actuellement correspond à un prix d'importation du charbon américain de 13 dollars ⁽¹⁾ et de la subvention de 2 dollars par tonne au charbon communautaire.

Le tableau 49 donne les coûts rendus aux lieux d'utilisation du charbon importé et les coûts départ mine correspondants, correction faite des différences de qualité. On voit que le coût maximum départ mine correspond toujours aux débouchés situés dans la même région que la mine, et cette remarque va commander la démarche à suivre pour les calculs.

On examinera d'abord les débouchés proches de la mine. Au tableau 44, on a donné une indication sur ce que pourrait être la répartition régionale des besoins en combustibles solides, liquides et gazeux en 1970. Les considérations du chapitre précédent permettent de fixer la limite supérieure des débouchés offerts aux combustibles solides. La seconde étape consiste à en déduire les énergies fatales ou quasi fatales :

- lignite (et briquettes);
- petit coke (égal à 1/10 du charbon à coke);
- anthracite (cf. paragraphe ci-dessous);
- classés liés à la consommation de charbon à coke d'origine communautaire (1/3 du charbon cokéfié).

C'est pour le reste qu'on examinera la compétitivité avec le charbon importé.

Trois éventualités se présentent alors :

- le charbon vapeur du bassin n'est aucunement compétitif avec le charbon importé;
- le charbon vapeur du bassin est compétitif avec le charbon importé pour une fraction des débouchés seulement;
- le charbon vapeur du bassin est compétitif avec le charbon importé pour la totalité des débouchés.

Dans les deux premières éventualités, l'analyse est terminée. Dans la troisième, il faut regarder si le charbon du bassin peut s'écouler dans d'autres régions. Le schéma de cette nouvelle analyse est alors exactement identique à celui qui vient d'être exposé.

L'application systématique de cette méthode à tous les bassins permet de chiffrer les débouchés, d'une part pour l'industrie et le secteur domestique (non compris l'anthracite), d'autre part pour les centrales électriques. Pour ces

⁽¹⁾ Ce prix est valable pour des fines; pour des classés, il faut compter entre 0,5 et 1 dollar de plus.

Tableau 49 — Conditions d'écoulement du charbon communautaire pour usages vapeur (hypothèse : prix cif d'importation dans port ARA + droit de douane + subvention = 15 dollars)

Région de consommation	Lieu représentatif	Port d'importation	Coût supplémentaire ⁽¹⁾ jusqu'à l'utilisateur	Prix rendu au lieu de consommation du charbon importé $p_i + t_i$	Prix rendu équivalent du charbon communautaire $e(p_i + t_i)$	Frais de transport depuis la mine t_m	Prix départ mine $e(p_i + t_i) - t_m$	Bassin charbonnier	Coût maximum départ mine $e(p_i + t_i) - t_m + S$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>Allemagne (R.F.)</i>									
Schleswig-Holstein	Hamburg	Hamburg	1,0	14,0	13,0	4,0	9,0	Ruhr	11,0
Niedersachsen	Hannover	Bremen	2,9	15,9	14,8	3,0	11,8	Ruhr	13,8
Nordrhein-Westfalen	Duisburg-Essen	Rotterdam	1,9	14,9	13,0	0 à 0,5	13,3 à 13,8	Ruhr	15,3 à 15,8
Hessen	Frankfurt	Rotterdam	2,3	15,3	14,2	3,1	11,1	Ruhr	13,1
Rheinland-Pfalz	Koblenz		2,1	15,1	14,0	2,8	11,2	Saar	13,2
Baden-Württemberg	Stuttgart	Rotterdam	2,9	15,9	14,8	3,8	11,0	Ruhr	13,0
	Mannheim	Rotterdam	2,5	15,5	14,4	3,2	11,2	Ruhr	13,2
						3,4	11,0	Saar	13,0
Bayern	Nurnberg	Rotterdam	3,7	16,7	15,5	3,7	11,8	Ruhr	13,8
<i>France</i>									
Paris	Paris	Le Havre	3,0	16,0	14,8	4,0	10,8	Ruhr	12,8
					14,5	2,9	11,6	Nord-P.-d.-C.	13,6
Bassin parisien	Rouen	Le Havre	1,9	14,9	13,5	3,0	10,5	Nord-P.-d.-C.	12,5
Nord	Lille	Dunkerque	2,2	15,2	13,8	0,5 à 1,0	12,8 à 13,3	Nord-P.-d.-C.	14,8 à 15,3
Est	Thionville	Anvers-Rotterdam	3,6	16,6	13,9	1,4	12,5	Lorraine	14,5
					15,4	3,5	11,9	Ruhr	13,9
					14,4	1,5	12,9	Saar	14,9
	Strasbourg	Anvers-Rotterdam	3,2	16,2	15,0	3,2	11,8	Ruhr	13,8
					13,6	2,2	11,4	Lorraine	13,4
					14,0	2,6	11,4	Saar	13,4
<i>Belgique</i>									
	Bruxelles	Anvers	2,0	15,0	13,3	1,8	11,5	Campine	13,5
	Liège	Anvers	1,8	14,8	13,1	1,2	11,9	Campine	13,9
	Sud		2,1	15,1	13,4	1,9	11,5	Bassin sud	13,5
<i>Pays-Bas</i>									
	Région Ouest	Rotterdam	0,8 à 1,3	13,8 à 14,3	11,7 à 12,2	6,3	10,4 à 10,9	Limburg	12,4 à 12,9
	Limburg		1,7	14,7	12,5	—	12,5	Limburg	14,5

⁽¹⁾ Ce poste comprend la différentielle de port par rapport au prix cif ARA, la commission pour manquant, les frais de débarquement, le coût du transport intérieur y compris les frais de déchargement chez l'utilisateur.

dernières, il faut enfin comparer le chiffre d'écoulement de charbon avec les besoins probables des centrales minières, en admettant pour celles-ci des capacités égales à celles prévues pour 1965 (tableau 50). La méthode de calcul employée, et notamment la concentration des besoins en un point de chaque région, ne permet pas de tenir compte exactement de l'avantage que procure aux centrales minières leur localisation au voisinage immédiat des puits. On est conduit alors à relever un peu certains débouchés, de façon à ce que toutes les centrales minières soient alimentées en charbon communautaire.

Tableau 50 — Centrales minières

	Consommation de charbon en 1960 (millions de t)	Puissance effective début 1961 (millions de kW)	Puissance prévue début 1966 (millions de kW)
Ruhr	7,3	3,5	5,2
Aachen	0,2	0,1	0,3
Niedersachsen	0,2	0,1	0,2
Saar	0,8	0,5	0,8
Campine	0,4	0,4	0,4
Belgique Sud	1,2	0,8	0,9
Nord-et-Pas-de-Calais	3,2	1,3	1,3
Lorraine	1,7	0,7	0,7
Centre-Midi	1,1	0,6	0,5
Italie		0,1	0,8
Limburg	0,9	0,4	0,5
Total	17,0	8,5	11,6

Pour quelques bassins, on ne dispose pas de courbes de coût. Il s'agit de la Basse-Saxe, du Centre-Midi en France et de l'Italie. Sur la base des informations disponibles, et par comparaison entre ces bassins et ceux qui viennent d'être étudiés, on a admis que les débouchés seraient en 1970 de l'ordre de 5 millions de tonnes (la production en 1960 était de 13,5 millions de tonnes).

On arrive en définitive, pour l'ensemble des bassins, aux chiffres du tableau 51.

Tableau 51 — Débouchés du charbon vapeur des bassins de la Communauté en 1970 dans un schéma type (hypothèse : prix d'importation + droit de douane + subvention = 15 dollars/t) (en millions de tonnes)

Industrie et secteur domestique	24
Centrales électriques	45
Total charbon vapeur	69

c) *Anthracite*

La production en 1960 a été de 19 millions de tonnes. Il s'agit là de charbon dont la qualité permet une valorisation forte. Il y aura surtout concurrence avec les produits pétroliers. Faute d'une analyse détaillée, on peut retenir pour le futur les chiffres du tableau 52, qui traduisent une légère tendance à la baisse de la production.

Tableau 52 — Hypothèses d'écoulement de l'anthracite (en millions de tonnes)

	Production 1960	Hypothèses d'écoulement		
		1965	1970	1975
Ruhr	4,4	4	4	4
Aachen	2,1	2	2	2
Niedersachsen	0,2	0,2	0,2	—
Sud Belgique	5,9	5,5	5	4
Nord-et-Pas-de-Calais	1,1	1	1	1
Centre-Midi	1,7	1,5	1	1
Pays-Bas	3,4	3	3	3
Total	18,8	17,2	16,2	15

d) *Tous charbons*

En récapitulant les chiffres des sections précédentes, on peut évaluer l'écoulement possible des bassins de la Communauté en 1970 dans le schéma type étudié (tableau 53).

Tableau 53 — Calcul de l'écoulement possible du charbon communautaire en 1970 face à la concurrence du charbon importé dans un schéma type (hypothèse : prix du charbon importé + droit de douane + subvention : fines à cokes f = 17 dollars, vapeur v = 15 dollars (en millions de tonnes)

Charbon cokéfié	74
Classés pour industries et secteur domestique	24
Anthracite	16
Centrales	45
Total des livraisons	159
Consommation propre des mines	5
Production écoulable	164

B — Les effets de la concurrence du fuel sur le charbon communautaire

Si les prix à la thermie sont les mêmes pour le fuel et le charbon importé sur la côte, la concurrence du fuel peut conduire à réduire les débouchés du charbon communautaire pour deux raisons.

D'une part, les coûts de transport sont différents — parfois fortement — pour le charbon et les produits pétroliers. L'importance de cet écart ira d'ailleurs croissant avec le temps, car le nombre de raffineries à l'intérieur alimentées en pétrole brut par oléoduc augmentera. En 1970, les produits pétroliers liquides fourniraient entre 220 et 340 millions de tec, soit 150 à 230 millions de tonnes de produits pétroliers. On peut envisager qu'il y aura alors 25 à 40 raffineries en exploitation; on aurait donc au moins une raffinerie dans chacune de nos régions de consommation (à l'exception de quelques régions de très faible consommation, comme le massif Central français), qui serait alimentée en pétrole brut par oléoduc, donc avec un coût de transport de 0,2 à 0,3 dollar la tonne par 100 kilomètres.

Les coûts de transport du charbon sont nettement plus élevés. Les écarts de coûts sont d'autant plus grands qu'on s'enfonce vers l'intérieur. A la tec, on peut estimer les écarts suivants :

Région de consommation	Port d'importation	Écart de coût de transport, à la tec disponible
Nordrhein-Westfalen	Rotterdam	1 dollar
Est de la France	Anvers	2 dollars

D'autre part, comme on a déjà eu l'occasion de la signaler au chapitre précédent, le fuel-oil peut présenter, par rapport au charbon, certains avantages spécifiques dont l'importance est très variable suivant les usages.

La concurrence du fuel joue contre les classés, l'anthracite, le charbon pour centrales. Le calcul complet des répercussions de la concurrence du fuel supposerait le recours à des informations précises dont on ne dispose pas actuellement. Mais on peut s'en faire une idée en regardant la part des combustibles solides dans la couverture des besoins qui correspond aux débouchés précédemment calculés; les répercussions seront d'autant plus faibles que cette part est plus faible.

Sauf pour le bassin de la Ruhr, les pourcentages dans l'industrie et le secteur domestique sont assez faibles, et on peut penser que la concurrence du fuel ne doit pas conduire à baisser de façon appréciable les débouchés envisagés pour les classés et le petit coke. Pour la Ruhr, par contre, le pourcentage est élevé et, sans qu'on puisse avancer un chiffre précis, il est probable que les débouchés du charbon doivent être réduits de quelques millions de tonnes.

On peut faire le même type de calcul pour les centrales. Là encore, on s'aperçoit que le problème se pose surtout pour la Ruhr. Si le prix de la thermie fuel est le même que le prix de la thermie charbon sur la côte, on peut estimer qu'il y aura dans la Ruhr une différence en faveur du fuel de 0,7 à 1 dollar. La concurrence du fuel serait susceptible de réduire de 4 à 5 millions de tonnes les débouchés du charbon de la Ruhr dans les centrales.

C — Résultats d'ensemble du schéma type considéré

Il reste à se demander comment joue la concurrence du fuel et du charbon importé. Si le prix à la thermie est le même sur la côte, le fuel supplantera le charbon importé chez la plupart des consommateurs de l'intérieur, par suite de son coût de transport plus faible à la calorie et de ses avantages spécifiques pour certains usages. On peut alors considérer que les débouchés du charbon (charbon communautaire + charbon importé) se situeront aux environs du niveau minimum évalué au chapitre précédent.

On peut alors dresser le tableau 54 qui indique la répartition entre sources d'énergie primaire de l'approvisionnement des grands secteurs utilisateurs. De façon plus globale, la couverture des besoins totaux serait assurée comme suit :

	Production communautaire	Importations	Total
Charbon	164	70- 80	234-244
Lignite	32	-	32
Pétrole	20	312-294	332-314
Gaz naturel	33	7- 15	40-48
Électricité hydraulique et nucléaire	60	2	62
Total	309	391	700

Les productions communautaires couvriraient dans ce cas 44 % des besoins.

Le même schéma de calcul peut être appliqué pour d'autres valeurs des paramètres v et f correspondant respectivement, pour les combustibles vapeur et les fines à coke, à la somme du prix cif d'importation, du droit de douane éventuel et de la subvention éventuelle à la tonne marginale du charbon communautaire. Il peut d'autre part être appliqué, soit comme ci-dessus dans l'hypothèse d'une vente dans chaque bassin à un prix uniforme par qualité égal au coût du siège marginal, soit dans l'hypothèse d'une vente à des prix moyens assurant juste l'équilibre financier de chaque bassin. Le chapitre suivant donne les résultats de diverses variantes dans l'une et l'autre de ces hypothèses.

Tableau 54 — Esquisse de la répartition de l'approvisionnement en énergie primaire⁽¹⁾
en 1970 (en millions de tec)

Dans la variante v = 15 dollars
f = 17 dollars

Tableau révisé

	Houille		Lignite	Pétrole	Gaz naturel	Gaz manufacturé	Gaz de haut fourneau	Énergie hydro et géoth.	Énergie nucléaire	Total
	communautaire	importée								
I. Producteurs, transformateurs et distributeurs d'énergie ⁽²⁾										
a) Autoconsommation, pertes à la transformation et à la distribution	12		2	24	1	7	5			51
b) Conversion du gaz en énergie primaire	19	5		3	(-27)					
c) Consommation nette du secteur (a + b) ⁽²⁾	31	5	2	27	1	(-20)	5			51
II. Sidérurgie										
a) Consommation brute	48	13		12	8	6	14			101
b) Production gaz haut fourneau							-24			-24
c) Consommation nette du secteur (a + b) ⁽²⁾	48	13		12	8	6	-10			77
III. Autres industries ⁽²⁾	40	32-37	4	75-65	22-28	6	-			125
IV. Transports ⁽²⁾				99						102
V. Secteur domestique ⁽²⁾			3	64-61	7-9	8				133
VI. Centrales électriques	45	20-25	23	55-50	2		5	54	8	212
VII. Total des besoins en énergie primaire (Ic+IIc+III+IV+V+VI)	164	70-80	32	332-314	40-48			54	8	700

⁽¹⁾ Voir note ⁽¹⁾ tableau 41 page 133.

⁽²⁾ Sans électricité.

Chapitre 15

Le bilan énergétique de la Communauté en 1970

Section 1 — L'écoulement du charbon communautaire dans divers schémas types

La méthode de calcul décrite au chapitre précédent a été appliquée à divers schémas types qui diffèrent par le niveau de la somme prix d'importation + droit de douane + subvention. On a fait les calculs pour quatre valeurs, correspondant respectivement à 13, 15, 16 et 18 dollars à la tonne pour le charbon vapeur, 15, 17, 18 et 20 dollars pour le charbon à coke.

On a également envisagé deux techniques de vente dans chaque bassin, au coût marginal ou au coût moyen. Dans le premier cas, le prix de vente dans chaque bassin est uniforme par qualité et égal au coût de production du siège marginal fournissant cette qualité. Dans la seconde technique, on s'impose la contrainte que l'équilibre financier de l'ensemble du bassin soit maintenu. Dans cette hypothèse, les bénéfices des sièges les plus productifs servent à compenser les déficits des moins productifs afin de garantir l'égalité entre les recettes totales et les coûts totaux du bassin. Une telle technique de vente suppose évidemment une organisation plus poussée au sein d'un même bassin. Le calcul n'a pu être effectué que pour les catégories de charbon et les bassins pour lesquels on disposait de courbes de coûts. Pour l'anthracite en général et le charbon vapeur des bassins de la Basse-Saxe et du Centre-Midi, les quantités indiquées sont les mêmes que celles admises dans le calcul au coût marginal.

On a ainsi examiné huit variantes, dont les résultats sont donnés aux tableaux 55 (vente au coût marginal) et 56 (vente au coût moyen). En fait, les variantes A, dont les résultats n'ont pas été reportés aux tableaux, méritent des commentaires particuliers. L'application mécanique des méthodes de calcul précédentes conduit à des chiffres de débouchés très bas, de l'ordre de 105 millions de tonnes pour tous les bassins de la Communauté. A un tel niveau de production, aussi éloigné du niveau actuel, correspondrait une extrême contraction géographique des débouchés; dans ce cas, l'outil d'analyse utilisé, qui concentre fictivement la consommation d'une région au centre de celle-ci, n'est plus assez fin; notamment, il ne permet pas de tenir compte des avantages que présente, pour les centrales et les cokeries minières, leur situation à proximité immédiate des puits. Il est alors nécessaire de faire une correction qui nécessiterait un examen très détaillé de chaque bassin. A titre forfaitaire, on peut estimer que toutes les cokeries et centrales minières dont l'existence est prévue pour 1966, d'après l'enquête sur les investissements, seront effectivement en marche en 1970 et seront alimentées exclusivement en charbon communautaire. On est conduit ainsi à relever le chiffre d'environ 20 millions de tonnes, et on arrive alors à des débouchés de l'ordre de 125 millions de

tonnes dans le cas de la vente au coût marginal et 135 millions de tonnes dans le cas de la vente au coût moyen (dont un peu plus de la moitié pour la cokéfaction.).

Aux chiffres de débouchés des diverses variantes doivent correspondre des productions légèrement supérieures (d'environ 3 %) pour alimenter l'auto-consommation des mines.

Par rapport à la vente au coût marginal, la vente au coût moyen augmente les débouchés du charbon communautaire. Ainsi, dans la variante C, la Ruhr pourrait atteindre des marchés d'Allemagne du Sud, et le Nord-et-Pas-de-Calais pourrait couvrir l'ensemble des besoins du nord de la France, à l'exception de la région côtière.

Il est important de souligner que les résultats des tableaux 55 et 56 ont été calculés sur la base des coûts complets incluant amortissements et charges financières, c'est-à-dire dans l'optique d'un maintien ultérieur des capacités de production au niveau atteint en 1970. Si l'on raisonnait pour les sièges marginaux, sur la base des coûts de régression, la production écouable en 1970 serait plus élevée (mais la production devrait diminuer dans les années ultérieures); ce point sera examiné plus à fond dans la section 4 ci-dessous.

Rappelons encore une fois que le niveau des paramètres v et f peut avoir plusieurs interprétations, puisqu'à une même valeur de v (et f) peuvent correspondre différentes valeurs des deux termes prix cif à l'importation et aide au charbon communautaire. Ainsi, $v = 16$ dollars peut avoir les diverses interprétations suivantes :

prix cif	13	14	15	16
aide	3	2	1	0

de même, l'aide peut être soit un droit de douane, soit une subvention, soit une combinaison des deux.

L'avantage de cette présentation paramétrique est de fournir au lecteur des résultats valables pour diverses estimations du prix cif.

Il reste maintenant à se demander quelle valeur paraît la plus probable pour ce prix cif en 1970. Sur la base des indications des chapitres de la troisième partie, on peut avancer pour le charbon vapeur américain port ARA le niveau de 13 à 13,5 dollars, pour les fines à coke environ 15,5 dollars. Le niveau du prix du fuel sur la côte serait de 18 à 19 dollars, si bien que le coût à la tec serait le même que pour le charbon.

Sur la base des calculs précédents, les quantités de charbon communautaire compétitives avec les énergies importées, en l'absence de droit de douane et de subvention, et sur la base de la vente au coût marginal du bassin, seraient de l'ordre de 125 millions de tonnes, soit un peu plus de la moitié de la production actuelle.

Tableau 55 — Écoulement possible du charbon communautaire en 1970 dans diverses variantes sur la base des coûts complets

I. Vente au coût marginal — Chaque variante est définie par le jeu des valeurs des paramètres v et f correspondant respectivement, pour les combustibles vapeur et les fines à coke, à la somme du prix cif d'importation, du droit de douane éventuel et de la subvention éventuelle à la tonne marginale du charbon communautaire (v et f en dollars/tec) (en millions de tonnes)

Variante	Coké- faction	Usages vapeur	Anthracite	Total des livraisons à l'extérieur	Autocon- sommation des mines	Total de l'écoulement
A. $v=13$, $f=15$. Pour mémoire : voir commentaires dans le texte.						
B. $v=15$, $f=17$	74	69	16	159	5	164
C. $v=16$, $f=18$	75	85	16	176	5	181
D. $v=18$, $f=20$	77	119	16	212	6	218

N.B. Ces débouchés sont calculés sur la base des coûts complets. Sur la base des coûts de régression on arrive, surtout pour les variantes A et B, à des chiffres nettement supérieurs (cf. section 4, page 166).

Tableau 56 — Écoulement possible du charbon communautaire en 1970 dans diverses variantes

II. Vente au coût moyen du bassin — Chaque variante est définie par le jeu des valeurs des paramètres v et f correspondant respectivement, pour les combustibles vapeur et les fines à coke, à la somme du prix cif d'importation, du droit de douane éventuel et de la subvention éventuelle à la tonne marginale du charbon communautaire (v et f en dollar/tec) (en millions de tonnes)

Variante	Coké- faction	Usages vapeur	Anthracite	Total des livraisons à l'extérieur	Autocon- sommation des mines	Total de l'écoulement
A. $v=13$, $f=15$. Pour mémoire : voir commentaires dans le texte.						
B. $v=15$, $f=17$	74	81	16	171	5	176
C. $v=16$, $f=18$	76	117	16	209	6	215
D. $v=18$, $f=20$	78	126	16	220	7	227

N.B. Ces débouchés sont calculés sur la base des coûts complets. Sur la base des coûts de régression on arrive, surtout pour les variantes A et B, à des chiffres nettement supérieurs (cf. section 4, page 166).

Une aide (droit de douane ou subvention) de 2 dollars permettrait d'augmenter les débouchés de 40 millions de tonnes, une aide de 4 à 5 dollars de 100 millions de tonnes.

Les tableaux et résultats précédents sont relatifs à l'année 1970. Des calculs analogues peuvent être faits pour 1965 et 1975; leurs résultats ne sont pas donnés pour les raisons suivantes.

Pour 1965, on peut penser que les facteurs d'inertie qui ont été mentionnés plus haut joueront de façon assez intense, et donc que les quantités de charbon communautaire pratiquement écoulables seront sensiblement supérieures à celles qui résulteraient de la stricte application de calcul du type précédent.

Pour 1975, la validité d'un tel type de calcul est analogue à celle de 1970. Les résultats détaillés ne sont pas donnés ici pour ne pas alourdir le texte à l'excès, mais les grandes lignes peuvent être résumées comme suit. Par rapport à 1970, deux facteurs jouent en sens inverse :

- la tendance à la hausse des coûts du charbon communautaire, face à une relative stabilité des prix des produits importés, conduit à rapprocher des lieux de production les lignes d'indifférence sur lesquelles le prix pour l'utilisateur est le même qu'il s'agisse de charbon communautaire ou de charbon importé;
- la tendance générale à l'accroissement des besoins augmente les besoins des consommateurs situés à proximité des mines.

Le calcul montre que, entre 1970 et 1975, ces deux facteurs se contrebalancent sensiblement : la réduction de l'aire qui constitue le marché de chaque bassin charbonnier est compensée par une augmentation de la densité spatiale de consommation d'énergie, si bien que les quantités écoulables en 1975 sont du même ordre de grandeur que celles indiquées plus haut pour 1970 dans les variantes correspondantes.

Section 2 — Le bilan énergétique global de la Communauté

Les recherches précédentes permettent d'esquisser la physionomie générale du bilan énergétique global de la Communauté en 1970.

Le tableau 58 donne un tel bilan dans le cas où le prix à la calorie des divers produits importés est le même sur la côte. Dans ce cas, les besoins de l'intérieur non couverts par les productions primaires communautaires seront alimentés par des produits pétroliers de préférence au charbon importé, dont les frais de transport intérieurs sont plus élevés. Le charbon, communautaire et importé, couvrirait alors environ le tiers des besoins et le pétrole près de la moitié.

Le niveau ainsi prévu pour le charbon semble être un minimum qui ne serait pas sensiblement modifié si le prix à la tec des produits pétroliers était sur la côte un peu inférieur à celui du charbon importé. Par contre, s'il était plus élevé, hypothèse qu'on ne doit pas exclure complètement (cf. chapitre 9 et chapitre 17), les importations de charbon pourraient être plus élevées de quelques dizaines de millions de tonnes, si bien que charbon et produits pétroliers couvriraient alors une part équivalente des besoins (environ 40 % chacun).

Les productions communautaires couvriront ainsi vers 1970 entre 40 et 50 % des besoins intérieurs, contre 73 % en 1960 (tableau 57).

Tableau 57 — Structure de l'approvisionnement énergétique de la Communauté en 1960

A — En millions de tec

	Production communautaire	Importations nettes ⁽¹⁾	Total ⁽²⁾
Charbon	235	13	248
Lignite	29	4	33
Pétrole	17	106	123
Gaz naturel	14	—	14
Énergie hydraulique	41	2	43
Énergie nucléaire	—	—	—
Total	336	125	461

B — En pourcentages

	Production communautaire	Importations nettes	Total
Charbon	51	3	54
Lignite	6	1	7
Pétrole	4	23	27
Gaz naturel	3	—	3
Énergie hydraulique	9	—	9
Énergie nucléaire	—	—	—
Total	73	27	100

⁽¹⁾ Et variation de stocks.

⁽²⁾ Soutes non comprises.

Tableau 58 — Structure de l'approvisionnement énergétique de la Communauté en 1970

A — En millions de tec

	Production communautaire	Importations	Total ⁽¹⁾
Charbon	125-225	110-30	235-255
Lignite	32	—	32
Pétrole	20	310-286	330-306
Gaz naturel	33	8-12	41-45
Électricité hydraulique	52	2	54
Électricité nucléaire	8	—	8
Total	270-370	430-330	700

B — En pourcentages

	Production communautaire	Importations	Total
Charbon	18-32	15-4	33-36
Lignite	5	—	5
Pétrole	3	45-42	48-45
Gaz naturel	5	1	6
Électricité hydraulique	7	—	7
Électricité nucléaire	1	—	1
Total	39-53	61-47	100

N.B. Ce bilan est établi dans l'hypothèse de la parité des prix à la tec sur la côte du charbon importé et du fuel.

(1) Soutes non comprises.

Tableau 59 — Structure de l'approvisionnement énergétique de la Communauté en 1975

A — En millions de tec

	Production communautaire	Importations	Total ⁽¹⁾
Charbon	125-200	100-40	225-240
Lignite	34	—	34
Pétrole	20	420-371	440-391
Gaz naturel	44-56	20-26	64-82
Énergie hydraulique	58	2	60
Énergie nucléaire	24-40	—	24-40
Total	305-408	542-439	847

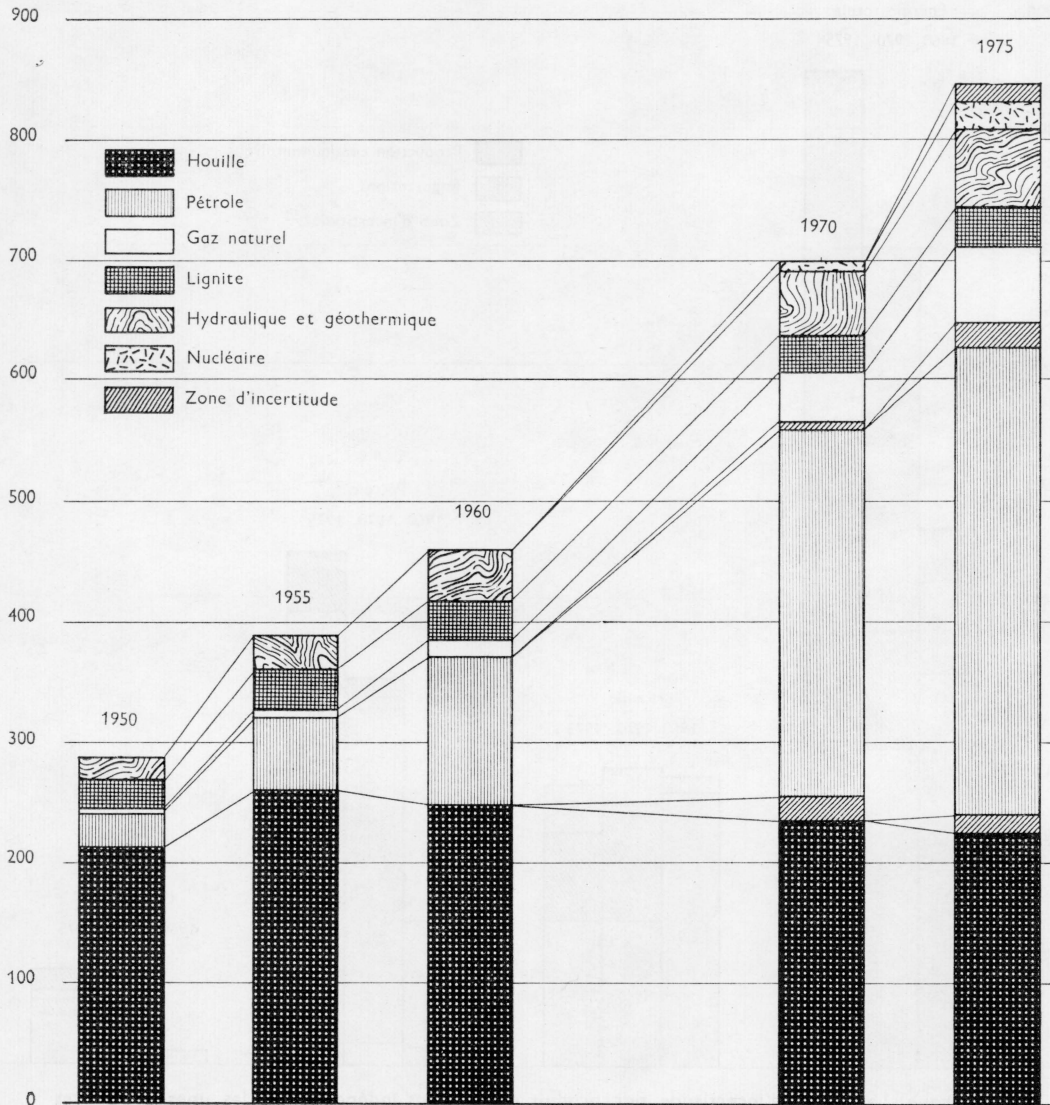
B — En pourcentages

	Production communautaire	Importations	Total
Charbon	15-23	11-5	26-28
Lignite	4	—	4
Pétrole	2	50-44	52-46
Gaz naturel	5-7	3	8-10
Énergie hydraulique	7	—	7
Énergie nucléaire	3-5	—	3-5
Total	36-48	64-52	100

⁽¹⁾ Soutes non comprises.

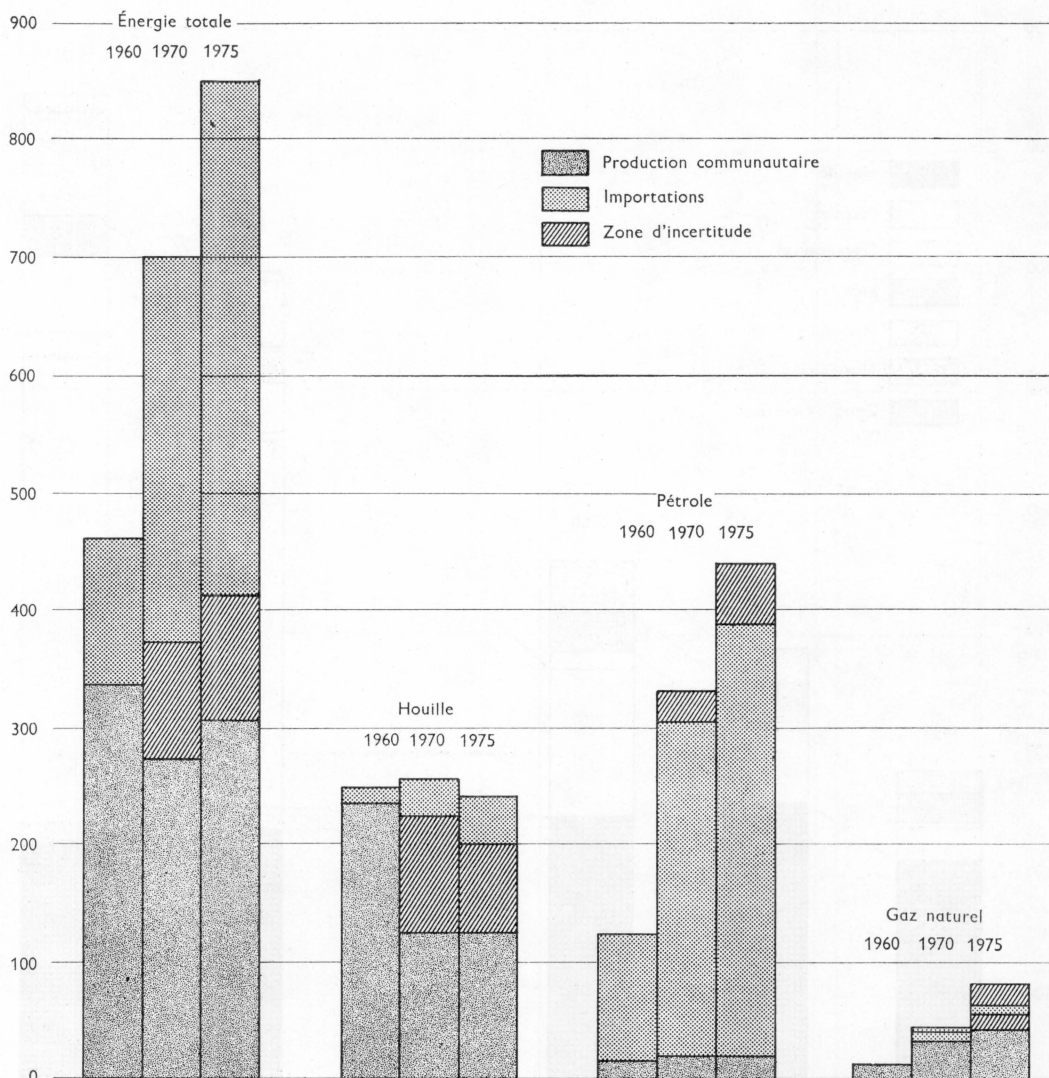
Graphique 7

Évolution de la structure de l'approvisionnement énergétique de la Communauté entre 1950 et 1975 (en millions de tec)



Graphique 8

Couverture des besoins intérieurs par la production communautaire et par l'importation en 1960, 1970 et 1975 (en millions de tec)



Remarque: Les zones d'incertitude par produit ne sont pas indépendantes les unes des autres et ne se cumulent donc pas toutes dans l'énergie totale.

Section 3 — Précision des résultats précédents

La masse des indications chiffrées qui précèdent ne doit pas entraîner d'illusions sur la précision des résultats. Il s'agit là d'indications qui doivent être considérées comme des ordres de grandeur, du fait des nombreuses incertitudes qui interviennent aux différentes étapes du calcul et dont les principales vont être passées en revue.

A — Les courbes de coût

On a vu précédemment que les hypothèses utilisées, notamment celles relatives à l'évolution des salaires, conduisent probablement à des coûts un peu faibles, si bien que les débouchés seraient évalués plutôt par excès.

La présentation paramétrique des diverses variantes, adoptée dans les sections précédentes, permet d'ailleurs de voir immédiatement quels seraient les effets d'une modification dans les courbes de coûts, que celle-ci résulte d'une nouvelle hypothèse sur l'évolution du salaire du mineur ou d'une nouvelle appréciation sur l'évolution des rendements.

Rappelons enfin que, comme il a été dit au chapitre 6, les courbes de coût du charbon communautaire maintiennent pour la période examinée le rapport actuel entre charges sociales et salaires. Elles impliquent donc que des mesures soient prises pour éviter une détérioration de ce rapport résultant d'une éventuelle régression. Il reste que le rapport actuel peut comprendre certaines charges anormales, dont l'évaluation est du reste extrêmement délicate. De premières analyses permettent de penser que ces charges ne doivent pas excéder, dans les cas les plus défavorables, 1 dollar par tonne. Si les études ultérieures confirment cet ordre de grandeur, les tableaux ci-dessous établissant le niveau de compétitivité doivent être lus comme si le point d'équilibre correspondait à un prix cif plus faible de 1 dollar ou à un niveau d'aide plus bas de 1 dollar.

B — Les besoins régionaux d'énergie

L'incertitude porte sur les besoins globaux et sur les régionalisations. Il est certain que l'hypothèse de croissance homothétique que nous avons faite plus haut n'est pas correcte; les politiques régionales des divers pays visent en effet à atténuer les disparités du niveau de vie entre régions. Mais l'examen détaillé des débouchés prévus dans chaque région pour le charbon communautaire montre que, dans la plupart des cas, ces débouchés ne seraient pas sensiblement modifiés si on adoptait une autre hypothèse de développement régional, car ils ne représentent qu'une fraction des besoins d'énergie de chaque région. Ce n'est que pour la Ruhr que les écarts pourraient être appréciables; les débouchés seraient à corriger dans le même sens que les besoins; or il est vraisemblable que la politique régionale tendra à assurer à diverses régions

(telles que la Bavière) un taux de croissance supérieur à la moyenne nationale si bien que le développement de la Ruhr serait un peu plus lent que celui de l'ensemble du pays; on peut conclure que l'hypothèse de développement homothétique a tendance à majorer les débouchés du bassin charbonnier de la Ruhr.

C — Les frais de transport

Ceux-ci constituent un des maillons importants du calcul. Il est certain que les débouchés du charbon communautaire dépendent dans une certaine mesure de la politique des transports. Sans qu'on puisse actuellement préciser exactement les répercussions, on peut déjà observer qu'une hausse générale des tarifs de transport aurait plutôt tendance à augmenter les débouchés du charbon communautaire, puisque celui-ci sera en 1970 transporté sur des distances plus courtes que les produits d'importation concurrentiels. On essaiera de préciser ces effets dans des travaux ultérieurs.

D — Résultat d'ensemble

S'il est assez difficile de donner une indication précise sur l'ampleur de l'incertitude qui entache les chiffres précédents, il semble vraisemblable que les évaluations de débouchés dans chaque variante sont plutôt par excès que par défaut. Bien entendu, ceci n'est valable que dans l'hypothèse où les perspectives d'évolution de rendement dans les mines sont correctes; avec des évolutions différentes, les débouchés pourraient être différents.

Section 4 — Influence des interdépendances temporelles sur les résultats précédents

Les tableaux des sections précédentes, relatifs à l'écoulement possible du charbon communautaire dans différentes hypothèses d'aide, étaient en fait des coupes instantanées donnant à diverses dates la situation compétitive d'un siège supposé devoir maintenir sa capacité de production pendant une longue période.

Pour utiliser ces tableaux de façon pertinente, il faut tenir compte avec le plus grand soin du fait que les niveaux de production à diverses dates ne sont pas indépendants les uns des autres :

- Tout d'abord, on ne peut envisager des fluctuations importantes, tantôt vers la hausse, tantôt vers la baisse, au cours du temps; cela se traduirait en effet par un sous-emploi des capacités à certains moments et par des fluctuations dans le nombre de mineurs en activité qui sont impensables.

- D'autre part, on peut extraire du charbon de sièges dont on a décidé la fermeture à une date ultérieure; dans ce cas, le coût de production du siège est sensiblement réduit. Ce point va être développé.

A — Les coûts de régression

En régime normal, une mine fait des travaux qui sont destinés à permettre le maintien de la capacité de production à échéance de plusieurs années; c'est ainsi par exemple que, pendant l'exploitation d'un siège, on prépare la mise en exploitation d'un étage inférieur. La suppression de ces travaux préparatoires entraîne une économie sensible. De plus, la décision de fermeture ultérieure permet d'exclure des coûts l'amortissement du matériel qui n'aura pas à être renouvelé.

La situation compétitive d'un siège à un moment donné dépend donc de ses perspectives ultérieures de production. On peut envisager trois cas :

- maintien de la capacité de production de façon permanente;
- maintien du siège ouvert, mais avec la perspective de fermeture dans quelques années;
- fermeture immédiate.

Pour l'étude du premier cas, il faut raisonner sur les coûts complets tels qu'ils ont été calculés au chapitre 6; c'est ce qu'on a fait précédemment.

Pour l'étude des deux autres cas, il faut raisonner sur des « coûts de régression » ⁽¹⁾ qui se déduisent des coûts complets en défalquant les termes relatifs à certains travaux préparatoires et à certains amortissements; pour un siège donné, ces termes sont d'autant plus importants que la fermeture est plus proche, mais ils peuvent varier fortement d'un siège à l'autre en fonction de conditions géologiques et de l'état de modernisation des sièges.

Le traitement des charges financières dans le calcul des coûts de régression est délicat, du fait de certains aspects juridiques. Il y a lieu de distinguer les charges financières du passé et d'éventuelles nouvelles charges financières. Economiquement, la fermeture d'un siège ne modifie pas les charges financières du passé; cela signifie que ces charges continueront à courir, que le siège reste ouvert ou soit fermé, aussi, dans le calcul du coût de production du siège maintenu ouvert temporairement, ne doit-on pas les inclure.

Juridiquement, plusieurs situations sont possibles : si le siège appartient à une entreprise qui reste en activité, cette entreprise continue à devoir payer les charges. Si, au contraire, le siège était la seule activité de l'entreprise, la fermeture de l'un entraîne la cessation d'activité de l'autre, et les créanciers de l'entreprise perdent leur capital.

⁽¹⁾ Ainsi dénommés parce qu'ils sont relatifs à des sièges dont on prévoit que la production régressera à plus ou moins brève échéance.

Il peut alors y avoir un conflit entre l'aspect économique et l'aspect juridique. Si l'entreprise reste ouverte, la fermeture d'un siège peut conduire à relever le coût comptable des autres productions (et notamment d'autres sièges charbonniers), sans que cela corresponde à un relèvement du coût économique, et peut ainsi rendre comptablement non compétitifs des sièges qui, économiquement, le seraient. Si l'entreprise est un siège unique, le poids des charges financières du passé peut la forcer à fermer alors qu'il serait économique, sur la base des coûts partiels, de continuer l'exploitation encore quelques années.

Le cas de nouvelles charges financières est évidemment très différent, et beaucoup plus simple : si la poursuite de l'exploitation doit entraîner la création de telles nouvelles charges, il faut les inclure dans le « coût de régression ».

Pour toutes les raisons qui précèdent, le « coût de régression » diffère du coût complet d'un montant qui est très variable d'un siège à l'autre. A titre purement indicatif, des calculs portant sur certains sièges semblent indiquer que cet écart peut être compris entre 1 et 3 dollars. De même, la durée de vie d'un tel siège est très variable suivant son état au moment où on décide sa fermeture à terme; elle peut être comprise entre 3 et 10 ans environ.

B — L'élaboration d'une perspective de production

La méthode rigoureuse consisterait à procéder à reculons, en partant d'une date où on se donne le niveau de production qu'on veut maintenir à long terme, et où on suppose l'assainissement terminé, puis en remontant aux années antérieures, suivant le schéma suivant :

Tableau 60 — Schémas théoriques d'évolution de la production écouable de charbon communautaire (en millions de tonnes)

Schéma		Production écouable				
		1960	1965	1970	1975	1980
1	Aide 2 dollars à partir de 1963 Stabilisation de la production après 1975	230	215	195	150	150
2	Aide 3 dollars de 1963 à 1970 2 dollars après 1970 Stabilisation de la production après 1975	230	225	205	150	150
3	Aide 2 dollars à partir de 1963 Stabilisation de la production après 1980	230	215	195	165	150
4	Aide 3 dollars de 1963 à 1970 2 dollars après 1970 Stabilisation de la production après 1980	230	225	205	170	150

Supposons qu'on décide de maintenir après 1975 une capacité de 150 millions de tonnes, nécessitant en 1975 une aide de 2 dollars à la tonne marginale. La production des années antérieures sera égale à 150 millions de tonnes plus les tonnages fournis par des sièges à fermer avant 1975. Ainsi, pour 1970, avec une aide de 2 dollars, on peut écouler 160 millions de tonnes sur la base des coûts complets, plus environ 30 à 40 millions de tonnes sur la base des coûts de régression. Les chiffres analogues pour 1965 seraient de 160 et 50 à 55. Si on admet une aide de 2 dollars tout au long de la période et une stabilisation après 1975, on pourrait avoir l'évolution du schéma 1 (tableau 60). Si l'on envisage une aide différente d'ici 1970, l'évolution peut être différente; de même si l'on recule la date de la stabilisation. Trois exemples sont donnés aux schémas 2 à 4.

On peut donc envisager un grand nombre d'évolutions possibles, suivant les hypothèses faites sur l'évolution du montant de l'aide et sur la date limite fixée pour l'assainissement.

Cinquième partie

Les principaux problèmes posés par l'équilibre énergétique à long terme

Le chapitre précédent a indiqué quelle pourrait être la structure de l'approvisionnement énergétique de la Communauté dans l'hypothèse du libre choix du consommateur s'adressant systématiquement au fournisseur le meilleur marché, et dans diverses variantes de production de charbon communautaire, correspondant à divers niveaux d'aide de la part de la puissance publique.

Cette intervention de la puissance publique, pour relever le niveau de la production de charbon écouable, se traduit par un coût pour la collectivité, ainsi que par divers effets, notamment sur le prix moyen de l'énergie au niveau de l'utilisateur. Ces questions vont être étudiées au chapitre 16.

Les schémas d'approvisionnement du chapitre 15 ont mis en lumière l'importance croissante des importations, aussi bien en tonnage qu'en part relative de la couverture des besoins. Il est alors nécessaire de préciser comment se présentent les perspectives de sécurité et de stabilité à long terme de l'approvisionnement (chapitre 17).

Ce recours de plus en plus poussé à l'importation peut également avoir sur la balance des paiements des répercussions qui seront succinctement analysées au chapitre 18, section 2.

Bien que les problèmes de main-d'œuvre ne doivent être examinés de façon détaillée que lors de la préparation des objectifs généraux charbon proprement dits, de brèves indications seront données au chapitre 18, section 1, sur les tendances de l'évolution des effectifs et les problèmes qui en découlent.

Enfin, on rappellera que, du fait de l'inégale sensibilité des producteurs d'énergie aux fluctuations de la conjoncture, celles-ci risquent d'apporter des obstacles à une évolution régulière du bilan énergétique (ch. 18, section 3).

Chapitre 16

Modalités et coûts d'une aide au charbon communautaire

L'objet de ce chapitre est de préciser les coûts et les modalités d'une aide au charbon communautaire destinée à permettre un écoulement supérieur à ce qui serait strictement compétitif ⁽¹⁾.

Rappelons initialement qu'il faut distinguer *deux techniques de vente* concevables pour chaque bassin : dans un cas, le prix est égal au coût du siège marginal ayant le coût de production le plus élevé (abaissé éventuellement du montant des subventions); dans l'autre cas, le prix est égal au coût moyen du bassin (abaissé aussi éventuellement par des subventions), grâce à une péréquation entre les bons et les mauvais sièges ⁽²⁾. (On a vu au chapitre 15, section 1, que le montant de l'aide nécessaire pour assurer l'écoulement d'une certaine quantité de charbon communautaire est plus faible dans le second cas que dans le premier.) Quelle que soit la modalité en vigueur, nous ferons l'hypothèse qu'il y a par qualité *un prix de vente unique départ mine* pour tous les sièges d'un même bassin.

Plusieurs modalités d'aide sont possibles pour atteindre l'objectif qui est de réduire l'écart, au niveau de l'utilisateur, entre le prix du charbon communautaire et le prix de l'énergie importée :

- droit de douane relevant le prix des énergies importées;
- subvention aux producteurs permettant d'abaisser le prix de vente du charbon communautaire; cette subvention peut être d'un taux uniforme pour tous les sièges d'un même bassin (et éventuellement pour tous les bassins) et égale à la différence entre le prix de vente et le coût du siège marginal (le siège le plus coûteux en exploitation) ou différenciée suivant le siège en fonction du coût de production, et égale, pour chaque siège, à l'écart entre le prix de vente du bassin et le coût de production du siège;
- subvention aux utilisateurs, permettant d'égaliser pour ceux-ci le coût du charbon communautaire et le coût des énergies importées.

Deux notions devront être prises en considération :

- d'une part, le coût pour la collectivité;
- d'autre part, la répartition des avantages et des charges entre les divers intéressés, selon les modalités d'aide envisagées.

(1) La présentation qui suit est volontairement simplifiée. Du fait qu'elle reste encore assez compliquée, le lecteur déduira à quel point le problème ainsi abordé est complexe et combien les répercussions d'un système d'aides sont nombreuses dans toute l'économie. Dans l'annexe 12 on tente de préciser les aspects théoriques du problème et d'illustrer la démarche suivie par un exemple concret.

(2) La pratique actuelle est probablement intermédiaire entre ces deux cas, du fait que certaines entreprises possèdent à la fois de bons et de mauvais sièges entre lesquels elles opèrent une certaine péréquation.

Les deux notions doivent être soigneusement distinguées; ainsi le versement d'une subvention n'est pas automatiquement un coût pour la collectivité, dans la mesure où elle consiste seulement en un transfert de certains agents économiques à d'autres agents, sans qu'il y ait recours supplémentaire à des facteurs de production. Au contraire, toute mesure entraînant une augmentation des quantités de facteurs de production nécessaires pour permettre l'approvisionnement énergétique global crée un coût pour la collectivité, même s'il n'y a versement direct d'aucune subvention. On verra dans la suite comment ces deux notions s'articulent quantitativement l'une avec l'autre.

Le calcul précis de tous les effets est *extrêmement difficile*; il supposerait d'abord une connaissance très bonne des courbes de coûts et des courbes de demande (donc de la localisation des divers utilisateurs); il supposerait également la possibilité d'évaluer certaines répercussions indirectes dans l'ensemble de l'économie. Il est donc exclu de présenter ici des résultats chiffrés complets. Toutefois, pour rendre plus concret l'exposé suivant consacré à l'énumération des principales répercussions selon les modalités d'aide et les techniques de détermination du prix du charbon, on donnera des chiffres arrondis pour le cas où l'on veut relever l'écoulement du charbon communautaire du niveau qu'il atteindrait sans aucune aide ⁽¹⁾ et avec vente au coût marginal (environ 125 millions de tonnes) jusqu'à un niveau d'environ 180 millions de tonnes (correspondant donc à une aide nécessaire à la tonne marginale d'environ 3 dollars dans le cas de la vente au coût marginal et d'environ 2 dollars dans le cas de la vente au coût moyen). Les résultats sont résumés au tableau 61. Cet exemple, qui est une illustration chiffrée, ne préjuge en rien du choix définitif du niveau de production entre le noyau compétitif et la production actuelle.

Section 1 — Le coût pour la collectivité du soutien de la production communautaire de charbon

Quel que soit le système d'aide adopté, du point de vue de la collectivité, le coût fondamental résulte du fait que l'on produira, par exemple, à 14 dollars un produit (rendu utilisateur) que l'on peut importer et payer en exportant par exemple des marchandises dont la fabrication a coûté 13 dollars. Le coût pour la collectivité, dans cette hypothèse, sera de 1 dollar par tonne protégée ou subventionnée.

Ainsi, subvention et protection entraînent pour la collectivité un coût identique en ce qui concerne la production charbonnière, découlant du fait que sont maintenues artificiellement en activité dans les charbonnages des installations, de la main-d'œuvre et des capitaux qui pourraient être plus avantageusement utilisés ailleurs. En passant de 125 à 180 millions de tonnes, le coût pour la collectivité est de l'ordre de 120 millions de dollars.

⁽¹⁾ Dans l'hypothèse d'un prix cif des produits importés de 13 dollars à la tec.

De ce coût brut, pour la collectivité, devraient d'ailleurs être déduits les frais qui résulteraient éventuellement d'une régression anarchique et d'une reconversion inopportune. Ces frais tendent d'ailleurs sur la longue période à s'annuler.

En outre le coût pour la collectivité s'accroît dans le cas de la protection : relevant le prix de l'énergie importée, celle-ci permet éventuellement aux autres producteurs d'énergie d'augmenter leurs productions et d'écouler des produits qui ne seraient pas compétitifs avec une énergie importée non pénalisée. Ainsi, on pourra équiper certaines chutes d'eau supplémentaires. Il y a là un second élément de relèvement du coût de l'approvisionnement énergétique de la collectivité (cet élément n'est pas chiffré ici, il est nettement inférieur au poste précédent).

Section 2 — Les effets des diverses modalités d'aide au charbon communautaire

A côté du relèvement du coût pour la collectivité, une politique d'aide au charbon communautaire entraîne une série d'effets qui sont différents selon les modalités de l'aide et qui vont être passés en revue (cf. tableau 61).

A — Les effets d'une protection sous forme de droit de douane

La protection relève le prix des énergies importées, et par voie de conséquence le niveau du prix départ mine auquel le charbon communautaire est écoulable. Il en résulte aussi un relèvement possible du prix des autres énergies communautaires qui bénéficient de la même protection que le charbon communautaire.

a) Lorsque le prix de vente du charbon se fixe au niveau du coût marginal, les effets sont les suivants :

- un relèvement du coût de l'approvisionnement énergétique pour la collectivité (cf. supra) (production de charbon coûteux, 120 millions de dollars et éventuellement relèvement au delà du niveau économiquement raisonnable de la production des autres producteurs communautaires d'énergie) ;
- un relèvement du prix de l'énergie importée (1.120 millions de dollars) ;
- la création de « rentes », liée au relèvement du prix de vente des énergies communautaires. Il y a d'abord des rentes pour tous les sièges charbonniers dont le coût de production est inférieur à celui du siège marginal (130 millions de dollars). Il y a, d'autre part, des possibilités de rentes pour les autres producteurs communautaires d'énergie qui peuvent relever leur prix de vente du montant de la protection (montant x, compris entre 0 et 440 millions de dollars).

La hausse du prix pour le consommateur d'énergie est le résultat de la somme des effets précédents (majoration du coût de l'énergie pour la collectivité, relèvement du prix de l'énergie importée, création de rentes); cette hausse pourrait ainsi atteindre $1.370 + x$ millions de dollars (soit 15 à 20 % du coût total d'approvisionnement).

On pourrait penser à atténuer la hausse des prix pour l'utilisateur en employant tout ou partie des recettes fiscales résultant des droits de douane sur les produits importés, à réduire le prix de l'énergie par une subvention générale à l'ensemble des produits énergétiques, qui ne modifie en rien la position compétitive des divers produits entre eux. Le montant de la hausse résiduelle, en admettant l'utilisation maximum de cette possibilité d'atténuation, est alors de $1\,370 + x - 1\,120 = 250 + x$ millions de dollars. On éponge ainsi, en moyenne, la hausse du prix de l'énergie importée et il ne reste comme facteur de hausse que le relèvement du coût pour la collectivité et la création de rentes ($120 + 130 + x$ millions de dollars, soit 3 à 8 %).

On voit que, de ces deux facteurs, le plus important est celui correspondant à la création de rentes, notamment pour les autres producteurs d'énergie.

b) Dans le cas d'un prix de vente du charbon au niveau du coût moyen du bassin, il y a un phénomène nouveau. La vente au coût moyen se traduit par une subvention des bons sièges aux moins bons; au niveau de l'ensemble du bassin, le passage de la vente au coût marginal à la vente au coût moyen entraîne donc suppression de la rente des meilleurs sièges (80 millions de dollars), en même temps qu'il relève le niveau du tonnage écoulable. Par contre, les autres effets mentionnés ci-dessus continueront à se produire, mais avec une ampleur différente. Si le coût pour la collectivité est le même (120 millions de dollars), par contre le relèvement des prix à l'importation est plus faible (750 millions de dollars), de même que les rentes, du fait que le niveau de la protection pourra être plus bas pour assurer le même écoulement de charbon (2 dollars au lieu de 3 dollars).

B — Les effets d'une subvention aux producteurs de charbon

La subvention est destinée à abaisser le prix de vente du charbon communautaire, de façon à permettre à celui-ci d'atteindre de nouveaux clients.

Comme on l'a déjà indiqué on peut concevoir trois cas :

- subvention uniforme (taux identique pour tous les sièges du bassin), avec vente au coût marginal du bassin;
- subvention uniforme, avec vente au coût moyen du bassin;
- subvention différente (en fonction du coût de production de chaque siège), avec vente au coût marginal du bassin.

Dans le cas de la vente au prix moyen du bassin, il y a péréquation entre les sièges et on ne peut alors concevoir qu'une subvention uniforme pour les sièges du bassin.

a) *Subvention uniforme et vente au coût marginal du bassin*

Le taux de la subvention est égal au montant nécessaire pour rendre compétitif le siège marginal (3 dollars dans l'exemple chiffré). Les effets principaux sont les suivants :

- un relèvement du coût de l'approvisionnement énergétique pour la collectivité (cf. supra), dû à la production de charbon coûteux (120 millions de dollars);
- la création de rentes pour les sièges charbonniers qui ont un coût de production plus faible que le siège marginal (pour ces sièges la réduction de recettes due à la baisse de prix du charbon est plus que compensée par le versement de la subvention (130 millions de dollars);
- la création de rentes pour les utilisateurs de charbon qui bénéficient de la baisse du prix de vente du charbon communautaire (290 millions de dollars).

Le montant de la subvention nécessaire est égal à la somme des trois éléments précédents, soit 540 millions de dollars.

L'effet sur le prix de l'énergie pour l'utilisateur dépend des modalités du prélèvement fiscal pour alimenter la subvention. Si ce prélèvement est assis exclusivement sur le reste de l'économie, on aboutit de façon apparemment paradoxale à une légère baisse du prix, du fait de la baisse du prix de vente du charbon communautaire ($-3,1\%$). Si, par contre, ce prélèvement est assis exclusivement sur l'énergie, il y a un relèvement du prix pour l'utilisateur, équilibrant le supplément du coût collectif et les rentes dont bénéficient certains sièges charbonniers ($+2,8\%$).

b) *Subvention uniforme et vente au coût moyen du bassin*

Le taux de la subvention (2 dollars) est inférieur à celui du cas précédent (vente au coût marginal), parce que les meilleurs sièges versent en quelque sorte une subvention aux plus mauvais. Le coût pour la collectivité est le même (120 millions de dollars), ainsi que la rente pour les utilisateurs (290 millions de dollars). Mais ici intervient le phénomène déjà signalé à propos de la protection douanière, à savoir une réduction des « rentes » des producteurs, par suite du passage de la vente au coût marginal à la vente au coût moyen (80 millions de dollars). Le montant global de la subvention est la somme algébrique des trois éléments précédents, $(120 + 290 - 80 = 330)$ millions de dollars. Là encore, l'effet sur le prix moyen de l'énergie pour l'utilisateur dépend des modalités de couverture de la subvention. Si le prélèvement est assis en totalité sur l'énergie, le relèvement du coût moyen est de l'ordre de $0,5\%$.

c) *Subvention différenciée et vente au coût marginal du bassin*

Le taux de subvention varie d'un siège à l'autre en fonction des coûts de production de chacun et est limité à ce qui est strictement nécessaire pour rendre chaque siège compétitif.

Les effets sont alors les suivants :

- relèvement du coût collectif de l'approvisionnement énergétique (120 millions de dollars)
- création de rentes pour certains utilisateurs (comme ci-dessus) (290 millions de dollars)
- suppression pour certains producteurs, du fait de la baisse du prix du charbon, de tout ou partie de leur bénéfice antérieur qui résultait de l'écart entre leur coût de production et le prix de vente du bassin (contrairement au cas de la subvention uniforme, ce phénomène n'est plus compensé par le versement d'une subvention) (— 70 millions de dollars);

La subvention doit couvrir d'une part le coût collectif, d'autre part la différence entre la rente positive versée à certains utilisateurs et la rente négative de certains producteurs ($120 + 290 - 70 = 340$ millions de dollars). Ici encore, l'effet sur le prix de l'énergie dépend des modalités de couverture de la subvention ⁽¹⁾.

⁽¹⁾ On peut enfin songer, pour augmenter les débouchés des bassins communautaires, à combiner l'octroi de subventions à certains sièges et le versement de subventions à certains utilisateurs, de façon à égaliser pour ceux-ci les prix de l'énergie communautaire et des énergies importées.

En recourant à une telle procédure, on peut mettre l'accent sur l'une ou sur l'autre catégorie de subvention. Les effets peuvent avoir alors une ampleur très variable; d'autre part, on dispose d'une certaine latitude dans le choix des utilisateurs à subventionner (on peut par exemple se limiter aux centrales thermiques, ou leur ajouter d'autres gros consommateurs, tels que la sidérurgie, les cimenteries, certaines activités chimiques, etc.). Devant une telle variété de situations, on a renoncé actuellement à présenter des chiffres qui n'auraient qu'une signification limitée.

Tableau 61 — Illustration sur un exemple des répercussions des diverses modalités d'aide au charbon communautaire (chiffres arrondis, en millions de dollars) (année 1970)

	Modalité de vente	Aide (dollar/tonne)	Production communautaire (millions de tec)		Importations (millions de tec)	Consommation totale (millions de tec)
			Charbon	Autres		
Schéma de référence	Coût marginal	—	125	146	429	700
Hypothèse A	Coût marginal	3	181	146	373	700
Hypothèse B	Coût moyen	2	176	146	378	700

	Droit de douane		Subvention uniforme		Subvention différenciée A
	A	B	A	B	
1. Relèvement du coût pour la collectivité	120	120	120	120	120
2. Relèvement du prix des autres sources d'énergie					
a) Énergies importées	1.120	750	—	—	—
b) Autres énergies communautaires	x	y	—	—	—
3. Rentes aux producteurs charbonniers	130	— 80	130	— 80	— 70
4. Rentes aux autres producteurs d'énergie	x	y			
5. Rentes aux utilisateurs de charbon			290	290	290
6. Montant de la subvention (= 1 + 3 + 5)	—	—	540	330	340
7. Recettes douanières (= 2 a)	1.120	750			
8. Variation des dépenses totales d'énergie pour l'utilisateur (+ hausse, — baisse)					
a) Mécanisme financier clos sur l'énergie (1 + 2 + 3 — 7)	250 + x	40 + y	+ 250	+ 40	+ 50
b) Mécanisme financier extra-énergétique ⁽¹⁾ (1 + 2 + 3 — 6)	1.370 + x	790 + y	— 290	— 290	— 290
a) En % du coût de l'énergie pour l'économie tout entière	3 à 8%	1 à 3%	+ 2,8%	+ 0,5%	+ 0,6 %
b) Idem	15 à 20%	9 à 11%	— 3,1%	— 3,1%	— 3,1 %

⁽¹⁾ Affectation au reste de l'économie des recettes douanières, ou financement par le reste de l'économie des subventions.

A Vente au coût marginal.

B Vente au coût moyen.

Section 3 — Comparaison des effets des diverses modalités

En fonction des indications précédentes qui, rappelons-le, n'épuisent pas tous les aspects complexes des répercussions d'une aide au charbon communautaire, mais mentionnent probablement les effets principaux, et qui sont résumées au tableau 61, on peut comparer les diverses modalités entre elles.

Il est d'abord important de rappeler que le coût pour la collectivité d'un relèvement de la production charbonnière est le même quelle que soit la forme d'aide adoptée (par contre, la protection risque de stimuler des productions communautaires autres que le charbon qui seraient anti-économiques).

On peut d'autre part retenir plusieurs critères pour comparer les diverses possibilités d'action : degré de sélectivité de l'aide, commodité de mise en œuvre, effets sur la rationalisation des charbonnages. Enfin, on peut songer à combiner entre elles plusieurs modalités.

a) *Par ordre de sélectivité croissante*, nous avons la protection, la subvention uniforme aux producteurs, la subvention différenciée aux producteurs, la subvention différenciée aux producteurs et aux utilisateurs.

Le droit de douane doit aider l'écoulement du million de tonnes marginal. Il ne peut donc être modulé de façon à combler dans chacune des régions de consommation l'écart des prix entre les énergies importées et le charbon communautaire.

Créant des rentes différentielles en faveur non seulement des bonnes mines mais également de toutes les autres formes d'énergie, même concurrentielles et permettant en outre un relèvement anti-économique d'autres productions communautaires, c'est la solution qui relève le plus le niveau des prix pour l'utilisateur. Cela tient à ce que pour agir sur la production de quelques dizaines de millions de tonnes de charbon, on agit sur le prix de 300 ou 400 millions de tonnes de produits importés.

Les systèmes de subvention sont orientés directement vers le but à obtenir. Le plus coûteux est celui qui verse une subvention uniforme, en même temps que le bassin vend au coût marginal. La différenciation du taux permet déjà de réduire le montant des subventions nécessaires. Mais la vente au coût moyen, du fait que les bons sièges subventionnent les moins bons, requiert un montant de subventions encore plus faible; dans la mesure où l'objectif est de maintenir un certain niveau de production d'un bassin considéré comme une unité, cette procédure semble particulièrement bien adaptée.

Enfin, la solution qui réduirait au strict minimum le montant de la subvention, en égalisant celui-ci avec le supplément de coût pour la collectivité dû à la production de charbon non compétitif, consisterait à verser des subventions différenciées à certains producteurs et à certains utilisateurs, en maintenant le prix de vente départ mine au niveau d'équilibre en l'absence d'aide.

b) *Par ordre de commodité de mise en œuvre*, le classement est sensiblement inverse. Protection et subvention uniforme sont les plus faciles à mettre en œuvre.

Le versement de subventions différenciées aux producteurs nécessite la connaissance de la situation relative de chaque siège.

La difficulté est encore plus grande si on veut verser des subventions à certains utilisateurs, car si les producteurs sont déjà connus, une partie des utilisateurs n'existent pas aujourd'hui et apparaîtront avec la création d'usines nouvelles.

c) *Effet sur la rationalisation des charbonnages*. La procédure de subvention différenciée, appliquée strictement, a l'inconvénient de réduire le stimulant à une réduction des coûts, puisqu'une telle réduction doit s'accompagner d'une réduction de la subvention. Il faudrait alors la compléter par des mécanismes qui renforcent ce stimulant à la rationalisation.

Pour que les subventions différenciées n'entravent pas l'assainissement, il faut qu'elles trouvent sur le marché, en tant que relais et supports, des structures propices, susceptibles de contrôler la liaison entre subventions et réalisation de programmes d'assainissement.

Plus concrètement leur application, pour être correctement liée à un programme d'assainissement, suppose des formes relativement centralisées de gestion telle que la permettent des charbonnages nationalisés, des communautés de rationalisation, des comptoirs de vente, etc.

d) *Combinaison de plusieurs modalités d'aide*. — Pour équilibrer les avantages et les inconvénients des diverses modalités d'aide, on peut envisager de recourir simultanément à plusieurs d'entre elles.

Notamment, on pourrait chercher une procédure assurant l'équilibre comptable d'un mécanisme financier destiné à permettre l'écoulement d'un niveau donné de charbon communautaire grâce au jeu simultané d'une protection (assurant des rentrées douanières) et de subventions.

Les avantages d'une combinaison de ce type sont les suivantes :

- pour un niveau déterminé d'écoulement, la subvention est moindre que dans un système de subvention pure, la protection très inférieure à celle d'un simple système de protection (dans le cas d'écoulement chiffré plus haut, avec subvention uniforme et vente au coût moyen, la protection nécessaire serait de l'ordre de 0,6 dollar, le taux de subvention de 1,4 dollars);
- les rapports entre masses énergétiques importées et masses de charbon communautaire produites sont tels qu'une protection modique permet de financer une assez forte subvention;

- du fait que l'évolution du bilan énergétique ne fera qu'accentuer la part relative des énergies importées (au moins jusqu'à ce que l'énergie atomique joue un rôle décisif), le maintien d'une protection à un taux constant permettrait de garder l'écoulement d'un niveau de charbon constant même dans l'hypothèse où les rapports de compétitivité entre charbon communautaire et énergies importées continueraient à se dégrader; si au contraire, à partir d'une certaine date, ces rapports se stabilisaient, on pourrait envisager une décroissance du taux de protection.

Chapitre 17

La sécurité de l'approvisionnement

On a vu dans les chapitres précédents que la part de l'importation dans la couverture des besoins de la Communauté, qui est aujourd'hui d'un tiers environ, aura tendance à croître et dépassera 50 % dans une dizaine d'années.

Sur ces approvisionnements en provenance de l'étranger pèsent des risques portant, soit principalement sur l'approvisionnement quantitatif, soit surtout sur la stabilité des prix, soit souvent sur les deux à la fois; l'importance de l'énergie dans le fonctionnement de l'économie est telle qu'il est nécessaire de prendre un certain nombre de mesures pour réduire les effets néfastes de ces divers risques. On va, dans ce chapitre, préciser d'abord la nature et l'ampleur de ces risques, puis esquisser les différents remèdes qui peuvent être envisagés.

Section 1 — Les risques

Il est difficile de prévoir quoi que ce soit pour l'éventualité d'une guerre généralisée, car les immenses perturbations de toutes sortes qui seraient apportées au fonctionnement de l'économie auraient vraisemblablement des effets aussi importants que l'arrêt de l'approvisionnement énergétique; il est d'ailleurs possible que la production communautaire d'énergie ne soit pas moins épargnée que les approvisionnements extérieurs.

Nous nous limiterons donc à des risques de conflit partiel, politique, militaire ou économique⁽¹⁾. Les répercussions peuvent être de deux ordres : elles peuvent affecter les tonnages qu'il serait possible d'importer; elles peuvent, d'autre part, se traduire par une tendance au relèvement des prix de ces produits.

(1) Nous laissons de côté l'influence des fluctuations de la conjoncture, qui sera abordée au chapitre 18.

A — Aspect quantitatif. La place des importations dans la couverture des besoins

En 1970, la production communautaire d'énergie sera comprise entre les deux extrêmes suivants :

- le minimum serait de l'ordre de 275 millions de tec, dont 125 millions de tonnes de charbon; ce niveau de production charbonnière correspondrait environ au montant compétitif dans l'hypothèse où le prix des énergies importées serait à la limite inférieure des fourchettes envisagées dans la troisième partie;
- le maximum serait de l'ordre de 375 millions de tonnes, avec une production charbonnière maintenue au niveau de 1962 (environ 225 millions de tonnes).

Les importations couvriront alors entre 47 et 61 % des besoins. Les chiffres correspondants pour 1975 seraient légèrement supérieurs, traduisant la poursuite, après 1970, de la tendance à la croissance de la part relative des besoins couverts par l'importation. Ce n'est qu'au delà de 1980 que le développement de l'énergie nucléaire pourra renverser le sens de l'évolution.

Très globales, les indications précédentes masquent les diversités profondes de la place tenue par l'importation dans la fourniture pour les divers usages, et il est donc nécessaire de les compléter par une vue un peu plus détaillée (tableaux 62 et 63).

- Les besoins de carburant destiné au transport routier, à la navigation intérieure et à une partie des transports ferroviaires qui assureront plus de la moitié des transports de marchandises et les trois quarts des transports de voyageurs, seront couverts en quasi-totalité par des produits pétroliers, donc par recours à l'importation.
- Les besoins spécifiques de la sidérurgie seront couverts pour les deux tiers par des produits communautaires si l'on ramène la production de charbon au niveau compétitif; ce pourcentage pourrait atteindre environ 80 ou 85 % avec une aide au charbon communautaire de 2 à 3 dollars pour la tonne marginale, elle ne pourrait guère monter au-dessus, du fait de la localisation géographique d'un certain nombre d'unités sidérurgiques, sauf au prix d'une aide dépassant largement 5 dollars. Le complément de fournitures parviendra des États-Unis.
- Les besoins d'électricité seront couverts à concurrence de 41 % par la production hydro-électrique et nucléaire et les centrales fonctionnant au lignite. Le charbon communautaire assurerait une fraction complémentaire comprise entre 15 et 35 % suivant le niveau de la production, si bien que l'importation couvrirait entre 24 et 44 % des besoins.

- Pour les autres besoins — essentiellement de combustibles — qui, en 1970 atteindraient 300 millions de tec, la production intérieure ne fournirait qu'environ 85 à 125 millions de tec, si bien que l'importation devrait couvrir entre 57 et 70 % des besoins (environ 45 % des besoins étant couverts par des produits pétroliers).

Tableau 62 — Taux de couverture des besoins par la production communautaire et l'importation (en millions de tec et en %)

	1970				1975			
	A	B	C1 %	C2 %	A	B	C1 %	C2 %
Carburants	95	5	95	95	126	6	95	95
Sidérurgie (besoins spécifiques en charbon à coke)	92	61-78	15	34	98	61-80	18	38
Production d'électricité	212	120-160	25	43	282	140-190	34	50
Autres besoins	301	84-127	58	72	341	98-132	61	71
Total	700	270-370	47	61	847	305-408	51	64

A — Besoins totaux en millions de tec.

B — Besoins couverts par la production communautaire en millions de tec.

C1 — Part des besoins couverte par l'importation limite faible en %.

C2 — Part des besoins couverte par l'importation limite forte en %.

Tableau 63 — Production d'électricité (en % de la production totale)

	1960	1965	1970	1975
Hydraulique et géothermique	36	27	23	18
Lignite, gaz de haut fourneau	16	15	14	12
Nucléaire	—	1	4	7 à 12
Total partiel	52	43	41	37 à 42
Thermique à partir de charbon communautaire	{ A (production de 125 millions de tonnes) B (production de 160 millions de tonnes) C (production de 220 millions de tonnes)		15	10
			25	17
			35	25
Production à partir d'énergies communautaires	{ A B C		56	47 à 52
			66	54 à 59
			76	62 à 67
Thermique à partir de produits importés	{ A B C		44	53 à 48
			34	46 à 41
			24	38 à 33
Total général (A ou B ou C)	100		100	100

Si un rationnement sévère des besoins les moins impérieux peut permettre d'éviter qu'une réduction appréciable des approvisionnements pendant un délai bref, au maximum quelques semaines, n'entraîne de graves perturbations économiques, par contre, le maintien du rythme de croissance serait compromis si cette insuffisance se prolongeait pendant une période assez longue. Tout calcul précis en ce domaine est très délicat et incertain ⁽¹⁾.

B — Aspect prix

Le principal risque de relèvement des prix porte sur le pétrole brut. Ces prix incorporent en effet des redevances versées aux gouvernements des pays producteurs (cf. chapitre 9), et l'on ne doit pas méconnaître le risque qu'à l'avenir une pression soit exercée par ces pays pour obtenir une part plus grande du produit de l'exploitation de leur sous-sol. Ce risque est d'autant plus grand que l'approvisionnement est concentré dans un petit nombre de pays situés dans la même région.

Cette évolution de prix dépend évidemment au premier chef de facteurs politiques sur lesquels il est fort difficile de faire des prévisions. Mais la confrontation des perspectives d'offre et de demande donne déjà des indications d'ordre économique.

Si certains produits pétroliers raffinés ne peuvent pas, en l'état actuel des techniques, être remplacés par d'autres produits (carburants, lubrifiants, certaines matières premières de la pétrochimie), par contre, les combustibles sont en compétition avec d'autres produits. D'autre part, le pétrole de chaque région est en compétition avec celui d'autres régions du globe.

Sur la base du maintien des redevances actuelles *et* de la politique du gouvernement américain (pas de modification du pourcentage global d'achats extérieurs par rapport à la consommation intérieure), le bilan approximatif pour 1970 de l'offre et de la demande de pétrole brut présente les grands traits suivants ⁽²⁾ :

- déficit de l'Amérique du Nord (États-Unis et Canada) et excédent de l'Amérique centrale et du Sud, se traduisant au total par une tendance à un léger déficit de l'hémisphère occidental;
- très gros déficit de l'Europe occidentale, qui devra importer 95 % de ses besoins;
- large excédent de l'Afrique et de l'Asie (principalement du Moyen-Orient);
- expéditions nettes des pays de l'Est.

⁽¹⁾ Le rapport de la Commission de l'énergie du quatrième plan français a présenté une tentative d'évaluation. En France, en 1975, les produits pétroliers couvriraient environ 45 % des besoins (soit un pourcentage un peu plus faible que celui retenu ici pour la Communauté); on a estimé qu'une réduction de 15 % de l'approvisionnement en produits pétroliers serait possible sans entraîner de ralentissement sensible du rythme d'expansion de l'économie.

⁽²⁾ Pour les détails d'établissement de ce bilan, cf. annexe 11.

a) *Concurrence entre le pétrole et d'autres produits*

Si le prix du pétrole était relevé de façon appréciable par rapport aux hypothèses précédentes, le pétrole perdrait certains de ses débouchés du fait de la concurrence d'autres produits :

- charbon américain, aussi bien sur le marché des États-Unis lui-même que sur le marché européen et dans divers autres pays. Il faut observer que la possibilité de substitution de charbon au fuel n'est instantanée que dans le cas d'équipements mixtes (dual-firing) ; en l'absence de tels équipements, la substitution demande certains délais et engendre des coûts non négligeables. D'autre part, l'élasticité de la production de charbon des États-Unis n'est pas illimitée et un relèvement massif des débouchés entraînerait une certaine hausse des prix dès lors qu'il dépasserait plusieurs dizaines de millions de tonnes ;
- charbon européen ; une fois fixé l'ordre de grandeur de la production cohérente avec une certaine politique énergétique, les possibilités de variation de production vers le haut sont très faibles à court terme (au plus 10 à 20 millions de tonnes) ;
- gaz naturel ; une augmentation des livraisons en Europe pourrait être obtenue, d'une part en intensifiant le rythme d'extraction des gisements européens, d'autre part en amplifiant le volume de gaz saharien transporté en Europe ; à échéance de 1970, et avec un délai d'un ou deux ans dans le premier cas, trois à quatre dans le second, on pourrait envisager des ressources supplémentaires de 20 à 25 millions de tec ;
- énergie nucléaire ; à échéance de 1970, l'écart sur la production possible dans la Communauté se chiffre au plus par quelques millions de tec. A échéance de 1980, l'écart pourrait devenir beaucoup plus important (cf. chapitre 12).

b) *Concurrence entre le pétrole de diverses origines*

Comme on l'a vu au chapitre 9, les réserves du Moyen-Orient sont à un niveau tel que la production pourrait très rapidement augmenter assez fortement, même lorsqu'on atteindra les niveaux de production envisagés pour 1970.

Les découvertes de nouvelles réserves aux États-Unis ont été relativement peu importantes au cours des dernières années, et les hypothèses faites sur le développement et la production dans ce pays à échéance de 1970 ne semblent guère pouvoir être dépassées, si même elles sont atteintes.

Au Venezuela, l'exploitation annuelle se maintient aux alentours de 6 % des réserves, soit à un taux assez élevé. Une augmentation de la production supérieure à celle prévue d'ici 1970 supposerait un très intense effort de recherches, succédant au ralentissement observé depuis deux ans ; elle ne semble pas pouvoir dépasser une soixantaine de millions de tonnes.

En Afrique du Nord, les chiffres de production prévus pour 1965 ne peuvent pas être sensiblement dépassés. Au delà, une intensification de la recherche pourrait permettre une nouvelle avance de 30 à 40 millions de tonnes.

Les quantités disponibles à l'exportation au-dehors des pays de l'Est pourraient probablement être dépassées de façon substantielle.

Restent enfin les régions actuellement non productrices ou faiblement productrices (Amérique du Sud, Afrique centrale, etc.). Leurs éventuelles possibilités de production sont à peu près complètement inconnues, mais il est certain que le délai entre le début des recherches et la production de plusieurs dizaines de millions de tonnes est long, et peut atteindre 10 à 12 ans.

En définitive, à échéance de 1970, les quantités de pétrole brut susceptibles d'être remplacées par d'autres produits, représentent une fraction modique des besoins mondiaux.

Quant à la concurrence potentielle entre grandes régions pétrolières, elle n'est pas non plus sans portée, mais reste néanmoins, toujours à échéance de 1970, d'une ampleur relativement limitée. Plus l'échéance recule, plus elle est susceptible de devenir importante, mais seulement si, une bonne dizaine d'années avant, sont démarrés des programmes de recherche dans diverses régions du globe.

Le risque de voir le prix des produits pétroliers se relever au-dessus du niveau escompté au chapitre 9 (17 à 19 dollars la tonne de fuel) ne doit donc pas être sous-estimé. Il sera atténué si, d'une façon générale, l'effort mondial de recherche est soutenu et si, de façon plus spécifique, la Communauté met en œuvre diverses mesures dont les grandes lignes vont être passées en revue à la section 2.

Section 2 — Les moyens de renforcer la sécurité

Aussi bien le risque à long terme d'une hausse des prix du pétrole importé que le risque de rupture accidentelle des approvisionnements oblige les pays consommateurs de pétrole à s'assurer qu'il existe en permanence des sources alternatives d'approvisionnement, leur permettant de compenser dans un très court délai un arrêt de certains courants d'importation et de s'opposer à des hausses de prix des produits importés.

Sans entrer dans le détail des modalités permettant de renforcer la sécurité, qui devra faire l'objet d'un autre document, on va donner succinctement quelques indications de caractère économique sur trois grands types de mesure.

A — Renforcement des productions communautaires

On a vu en détail au chapitre 15 quel était le coût des tranches les plus coûteuses de la production du charbon communautaire.

Pour les autres sources classiques d'énergie, les possibilités de dépasser les chiffres de production qui ont été retenus dans ce rapport sont assez limitées :

- pour l'hydro-électricité, elle est inférieure à une vingtaine de TWh (soit 8 millions de tec);
- pour le lignite, on peut certainement dépasser le chiffre de 95 millions de tonnes prévu pour la Rhénanie, et probablement atteindre 110 ou 120 millions de tonnes. L'écart est ainsi de 5 à 7 millions de tec. Il faut noter que ce lignite supplémentaire viendrait en concurrence directe avec le charbon de la Ruhr dans les centrales thermiques;
- pour le gaz naturel et le pétrole, l'incertitude est beaucoup plus grande, aussi bien sur les quantités que l'on peut espérer découvrir que sur le coût de ces découvertes. Toutefois, il semble qu'à échéance de 1970 les quantités supplémentaires ne puissent pas dépasser 20 ou 30 millions de tec, à cause des délais de découverte et mises en exploitation (y compris, dans le cas du gaz naturel, les installations de transport et de distribution).

Pour l'énergie nucléaire, au contraire, la latitude qu'on peut envisager à priori aujourd'hui est assez grande, mais seulement à échéance de 1975 et au delà. En 1970, en effet, l'écart par rapport au chiffre de 20 TWh proposé plus haut est au plus de 6 à 8 TWh, soit 3 millions de tec. Pour 1975, par contre, on pourrait envisager une production supérieure de 60 TWh, soit 25 millions de tec, à ce qui l'a été envisagé. Enfin, pour les années postérieures, la latitude est beaucoup plus grande, et on a vu au chapitre 12 que les perspectives d'approvisionnement en combustibles nucléaires se présentent avec un très bon degré de sécurité, ce qui confère à l'énergie nucléaire une place de choix pour renforcer, à long terme, la sécurité d'approvisionnement énergétique de la Communauté.

B — Le stockage

Le stockage sur le territoire permet de pallier une déficience momentanée de certaines sources d'approvisionnement; il donne également le temps de mettre en œuvre les autres mesures destinées à neutraliser des risques soit quantitatifs, soit de prix. Son effet est évidemment temporaire ⁽¹⁾.

Le coût du stockage est la somme de trois termes : l'amortissement et les charges financières des installations, les charges financières du produit stocké, l'éventuelle dégradation du produit pendant le stockage. Il dépend évidemment du délai pendant lequel le stock est inutilisé.

Une étude a été entreprise par la Commission de la C.E.E., dans le cadre des travaux du groupe d'experts pétroliers, pour préciser les divers aspects économiques du stockage et notamment son coût. Il sera ensuite nécessaire de déterminer la nature et la probabilité des risques à couvrir, d'une part, et les divers moyens d'y faire face, d'autre part, de manière à chiffrer le niveau des stocks de réserve à maintenir pour éviter une rupture des approvisionnements et atténuer le risque d'un relèvement des prix.

⁽¹⁾ Il ne s'agit pas ici du stockage anti-conjoncturel, qui est étudié au chapitre 18.

C — La diversification des approvisionnements

Une politique de diversification des sources n'est pas nouvelle en soi. Elle est pratiquée par les compagnies pétrolières, qui poursuivent un effort de recherche dans diverses régions du monde offrant des perspectives de découvertes nouvelles intéressantes.

En raison du caractère aléatoire de la recherche, on ne sait jamais à l'avance les quantités de pétrole susceptibles d'être découvertes ni leur coût, ce qui explique la rentabilité très variable des gisements exploités. Les entreprises ont évidemment tendance à donner la préférence aux régions où la probabilité paraît grande de découvrir des gisements à faible coût : c'est en particulier pour l'approvisionnement de l'Europe le cas du Moyen-Orient, ceci d'autant qu'un élément important de la sécurité d'approvisionnement réside dans la réserve potentielle qui existe actuellement en Amérique. La politique suivie par le gouvernement des États-Unis a entraîné la constitution d'une réserve de capacités de production supérieure à une centaine de millions de tonnes, rapidement disponible bien que limitée dans le temps, qui contribue indirectement à la sécurité des consommateurs européens.

Les résultats de la recherche aux États-Unis au cours des dix dernières années et les perspectives de la demande conduisent à penser que cette réserve se réduira progressivement en valeur absolue et plus encore en valeur relative.

A l'avenir, le maintien d'une réserve de sécurité qui doit être à la mesure des besoins futurs de pétrole dépendra de l'intensification de l'effort de recherche et du développement des gisements découverts.

Il importe dès lors que les pays consommateurs d'Europe adoptent une politique d'approvisionnement qui favorise cette diversification des sources. Des moyens divers sont à leur disposition pour parvenir à ce résultat, qui vont des mesures de politique commerciale à l'encouragement de la recherche sur le territoire de la Communauté ou dans certaines régions plus favorables de ce point de vue. L'un des objectifs de la politique pétrolière de la Communauté devra être de définir et de mettre en œuvre les mécanismes qui permettent de renforcer la sécurité des approvisionnements et d'empêcher une hausse injustifiée des prix du pétrole.

Chapitre 18

Autres caractéristiques économiques du bilan énergétique de 1970

Sans prétendre esquisser tous les aspects économiques du bilan énergétique de 1970, on va dans ce chapitre donner quelques indications sur quatre points particulièrement importants : l'évolution des effectifs dans les charbonnages, la répercussion de l'ampleur des importations sur la balance des paiements, la sensibilité de l'équilibre du bilan à la conjoncture, l'évolution au cours de la période intermédiaire d'ici 1970.

Section 1 — L'évolution des effectifs dans les charbonnages

L'objectif de cette section n'est pas de traiter les problèmes de la main-d'œuvre dans les industries charbonnières de la Communauté; ces questions feront l'objet d'un examen très minutieux lors de la préparation des Objectifs généraux charbon. Il s'agit ici seulement de rappeler quelques chiffres fondamentaux de la situation actuelle, de donner sur l'évolution future des ordres de grandeur découlant des hypothèses essentielles et des principaux résultats des précédentes parties de ce rapport, enfin de signaler la nature des problèmes primordiaux susceptibles de se poser.

Tableau 64 — Main-d'œuvre employée dans les houillères de la Communauté (1.000 unités, en fin de période)

	1955	1958	1961
Ouvriers du fond	649	637	488
Ouvriers du jour	253	239	188
Industries annexes	53	55	53
Employés (fond et jour)	98	104	96
Total	1.053	1.035	825
Total sans industries annexes	1.000	980	772

Fin 1961, les charbonnages de la Communauté occupaient 825.000 personnes. Depuis 1958, la réduction a été très forte : 25 % en trois ans, soit environ 8 % par an. Cette diminution a été notamment le résultat de la forte augmentation de la productivité, face à une stagnation des débouchés.

En ce qui concerne le futur, deux éléments fondamentaux sont à prendre en compte. Tout d'abord, le charbon se trouvera en concurrence avec des énergies dont les prix, après avoir rattrapé leur niveau de tendance à long terme en-dessous duquel ils sont actuellement, resteront sensiblement stables ou n'augmenteront que lentement. Le charbon communautaire ne pourra alors maintenir sa situation compétitive que par une augmentation de la productivité suffisante pour compenser la hausse des salaires. La conséquence immédiate en est que, même à ce niveau de production constant, il serait nécessaire que les effectifs se contractent à un taux assez élevé, de l'ordre de 3,5 à 5 % par an en moyenne. Ainsi, en admettant même qu'on ait en 1975 le même niveau de production qu'aujourd'hui (et en admettant le maintien de l'emploi des industries annexes), le niveau total des effectifs ne devrait pas dépasser 500.000 personnes (contre 825.000 à la fin de 1961).

Mais les chapitres précédents (notamment le chapitre 15) ont montré que, même avec une augmentation du rendement fond de l'ordre de 70 % entre 1960 et 1975, le niveau compétitif de la production charbonnière ne

dépasserait que de peu la moitié de la production actuelle. Dans ce cas les effectifs devraient descendre à environ 280.000 personnes (industries annexes comprises).

Les deux chiffres précédents sont selon les hypothèses faites des limites extrêmes, entre lesquelles se situerait le chiffre réel. Ainsi, pour une production communautaire de l'ordre de 160 à 170 millions de tonnes, les effectifs seraient compris en 1975 entre 350.000 et 400.000 personnes.

Le passage du chiffre actuel à ce chiffre supposerait une réduction à un taux moyen annuel d'environ 6 %, donc très élevé.

Certes, au cours des trois dernières années, la diminution a été très forte (8 % par an) et actuellement la difficulté est surtout de trouver de la main-d'œuvre. Toutefois, des rythmes de réduction comme ceux mentionnés ci-dessus risquent de poser de graves problèmes de trois ordres :

- problèmes humains, de reconverter professionnellement un grand nombre de travailleurs;
- problèmes régionaux, pouvant se traduire dans certains sièges par de très grandes difficultés si ne sont pas prises à temps les mesures nécessaires pour provoquer l'implantation de nouvelles activités;
- problèmes pour les charbonnages eux-mêmes, liés à l'évolution défavorable de la pyramide des âges; ce sont en effet surtout les jeunes qui partent, et des taux de réduction rapide des effectifs rendent difficile le recrutement d'apprentis; il en résulte un vieillissement général des effectifs, qui peut occasionner de grandes difficultés à pourvoir certains postes et peut avoir une répercussion défavorable sur l'évolution du rendement.

Quelque difficiles qu'ils soient, ces problèmes sont solubles, à condition qu'on prenne suffisamment à l'avance l'ensemble des mesures nécessaires, notamment en matière de reconversion professionnelle et de développement régional.

Section 2 — Importations d'énergie et balance des paiements

Devant la forte augmentation prévisible de la part des importations dans la couverture des besoins d'énergie, il est nécessaire de se demander si une telle évolution n'est pas susceptible d'entraîner des difficultés pour l'équilibre de la balance des paiements.

Une réponse complète à cette question ne pourrait être donnée que si on disposait d'une analyse assez fouillée des perspectives d'importation et d'exportation de la Communauté à échéance de dix et quinze ans. A l'heure actuelle, les perspectives économiques établies pour 1970 (cf. première partie) ne donnent des indications que sur le solde du commerce extérieur, et encore celui-ci doit-il être considéré plus comme un objectif que comme une prévision. On sera donc obligé, dans ce qui suit, de se limiter à certains ordres de grandeur et à des remarques qualitatives.

En 1960, les importations totales de la Communauté en provenance du reste du monde s'élevaient à 19,4 milliards de dollars et les importations nettes d'énergie à 1,3; ces dernières représentaient donc 7 % du total (les chiffres sont bien entendu très différents de pays à pays : Italie 16 %, France 13 %, Allemagne 4,5 %).

A l'avenir, les besoins d'énergie de la Communauté augmenteront moins vite que le produit national brut (4,1 % par an contre 4,6 % entre 1960 et 1970), mais les importations d'énergie augmenteraient nettement plus vite (entre 10 % et 12 %). En ce qui concerne le volume total du commerce extérieur avec le reste du monde, on peut avancer des arguments aussi bien en faveur d'une croissance plus rapide qu'en faveur d'une croissance moins rapide que le produit national brut; il semble raisonnable d'admettre, en l'état de nos informations, le même taux de croissance pour le produit national brut et le commerce extérieur avec le reste du monde.

Avec ces hypothèses, les importations totales de la Communauté en provenance du reste du monde s'élèveraient en 1970 à 31 milliards de dollars et à 39 en 1975. Il semble raisonnable d'admettre que le transport maritime de l'énergie importée sera assuré sous pavillon communautaire; le coût moyen en devises de l'énergie importée serait alors de 9 à 10 dollars la tec, et le coût total serait compris entre 3,5 et 4,5 milliards de dollars en 1970 et entre 4,6 et 5,6 en 1975. En définitive, les importations d'énergie représenteraient entre 11 % et 14,5 % des importations totales en 1970 et entre 12 % et 14 % en 1975.

Tout en étant nettement plus élevés que ceux observés actuellement, ces pourcentages restent encore modiques, et légèrement inférieurs pour la Communauté aux taux actuels de la France et de l'Italie.

Dans la mesure où ces importations risquent d'être concentrées sur une faible partie du monde, n'y aurait-il pas des difficultés à les payer par des exportations? Sur ce point, deux remarques doivent être présentées :

- Tout d'abord, le coût fob du pétrole brut comprend des dépenses de recherches et de production dont une fraction importante correspond à des achats de matériel en Europe et aux salaires de techniciens européens; une partie des importations est donc automatiquement couverte par des exportations.
- D'autre part, les pays exportateurs voudront évidemment utiliser leurs devises; il est fort possible qu'ils ne les utilisent pas en totalité pour des achats dans la Communauté, mais les autres pays où ils les emploieraient se trouveront alors, eux aussi, en possession de devises qu'ils chercheront à dépenser; soit directement, soit par des échanges multilatéraux, il y a une tendance à ce que les exportations de la Communauté permettent de couvrir les importations. Certes, plus les circuits sont longs, plus les risques de mauvais fonctionnement temporaire sont grands; mais ce problème n'est pas spécial à l'énergie. Il faut d'autre part rappeler que cet équilibre suppose des taux de change corrects; ce point a déjà été mentionné, au

début de la troisième partie, avec la conclusion provisoire que l'hypothèse du maintien des taux de change actuels était acceptable, sous réserve d'analyses complémentaires ultérieures.

La fraction des importations d'énergie susceptible d'être modifiée par la politique énergétique représente environ 100 millions de tec. Ce chiffre, en valeur absolue (1 milliard de dollars en 1970) est assez gros; mais il faut observer qu'il ne représente que 3 % des importations totales en provenance du reste du monde, soit moins que la croissance d'une année en régime d'expansion régulière. Certes, on sait bien que ce sont toujours les devises marginales qu'il est le plus difficile de se procurer. Mais il faut d'autre part rappeler que le problème de l'économie de devises doit être traité dans son ensemble, par référence à la compétitivité comparée de toutes les industries à l'exportation; or, les développements de la quatrième partie permettent de mesurer le coût réel des devises économisées par un relèvement de la production communautaire. Lorsqu'on envisage d'éviter l'importation d'une tec qui coûterait 13 dollars par une production communautaire coûtant l'équivalent en monnaies communautaires de 17 ou 18 dollars, il faut examiner si cette économie de devises est réellement avantageuse et si les facteurs de production, capital et main-d'œuvre, nécessaires à la production de cette tec, ne seraient pas mieux utilisés à produire des biens exportables destinés à compenser l'importation supplémentaire d'énergie.

Section 3 — Les effets des fluctuations de la conjoncture

Toutes les indications des chapitres précédents reposent sur l'idée de développements réguliers (en hausse ou en baisse) dans l'évolution des divers courants d'approvisionnement, des diverses substitutions, du partage des marchés, etc., et les chiffres relatifs à 1970 sont à considérer beaucoup plus comme des repères dans une évolution générale que comme des valeurs propres à une année privilégiée.

En fait, le développement économique ne présente pas une telle régularité. Même si la mise en œuvre des politiques anti-conjoncturelles est capable d'atténuer l'ampleur des fluctuations, elle ne les supprime pas complètement. Il est nécessaire alors d'examiner si ces fluctuations ne sont pas susceptibles de perturber l'harmonie de l'évolution et l'équilibre prévu pour 1970.

A — *Les fluctuations de la conjoncture affectent différemment les divers produits énergétiques* par suite de l'inégale sensibilité des coûts, de l'inégale surface financière des entreprises, de l'existence de productions multiples.

a) *L'inégale sensibilité des coûts*

Du fait de la part importante des frais de main-d'œuvre dans les dépenses de production du charbon et de la nécessaire stabilité des effectifs, aussi bien du point de vue du travailleur que du point de vue des employeurs qui auraient

beaucoup de mal à retrouver de la main-d'œuvre en haute conjoncture après des licenciements en basse conjoncture, le coût à la tonne extraite, non seulement est très rigide, mais même a tendance à augmenter en basse conjoncture. Il en résulte que les entreprises charbonnières, pour des raisons de trésorerie, ne peuvent guère baisser leurs prix en période de contraction des débouchés.

Le coût des produits pétroliers, au contraire, comprend une part importante d'amortissements, qui peuvent être temporairement différés. D'autre part, une fraction importante des dépenses annuelles est affectée à la recherche, qui peut être ralentie pendant certaines périodes; il en résulte une possibilité beaucoup plus grande de modulation dans le temps du prix des produits pétroliers.

Pour les produits importés, une partie importante du prix cif (20 à 35 % en conjoncture moyenne) est constituée par les frets maritimes. On sait que ceux-ci sont particulièrement sensibles à la conjoncture, et notamment qu'ils s'effondrent en basse conjoncture, pouvant provoquer une baisse de 10 à 15 % du prix cif des produits énergétiques importés.

b) *L'inégale surface financière des entreprises*

Les charbonnages de la Communauté sont des entreprises à l'échelle d'un pays. Toute leur activité est donc influencée par la conjoncture du pays, même si elles ont des liaisons financières avec des entreprises clientes.

Au contraire, les plus importantes entreprises pétrolières ont une surface internationale, ce qui leur permet certaines péréquations interterritoriales qui facilitent des baisses temporaires sur un marché déterminé particulièrement frappé par la conjoncture.

c) *Existence de productions multiples*

Dans certains cas, l'existence de produits multiples permet, si les marchés sont inégalement sensibles à la conjoncture, de baisser provisoirement le prix d'un produit grâce aux recettes procurées par un autre produit.

A cet égard, l'industrie pétrolière a plus de souplesse que l'industrie charbonnière; en effet, une de ses productions, celle de carburants, n'est pas soumise à la concurrence d'une autre industrie, tandis que tous les produits des charbonnages sont soumis à concurrence, soit du fuel et du charbon importé pour les usages vapeur, soit du charbon importé pour les fines à coke.

B — Du fait des inégales sensibilités et des inégales possibilités de réactions à la conjoncture qui viennent d'être analysées, les *fluctuations de la conjoncture risquent de perturber diverses évolutions considérées comme souhaitables dans une perspective à long terme.*

Ce sera le cas notamment du partage du marché entre le charbon et le pétrole d'une part, entre les produits communautaires et les produits importés

d'autre part. De façon plus précise, des difficultés conjoncturelles d'écoulement, aggravées par une concurrence temporairement renforcée, risquent de mettre certaines entreprises charbonnières dans une situation de trésorerie, tellement difficile qu'elles soient conduites à fermer, alors que leur siège devraient rester en fonctionnement dans le cadre des perspectives à long terme. D'autre part, la politique pétrolière de différenciation des sources d'approvisionnement risque d'être freinée par le ralentissement des programmes de recherche dans certaines régions.

C — Enfin les fluctuations de la conjoncture empêchent un développement régulier des besoins. On doit alors se poser la question de savoir dans quelle mesure ces irrégularités doivent être encaissées par des stocks ou par les activités de production, et dans ce dernier cas, par lesquelles en priorité (d'où le problème des équipements mixtes).

Section 4 — Problèmes particuliers à la période d'ici 1970

Les équilibres envisagés pour 1970 et au delà ont été calculés sur la base des prix probables en 1970 et de l'évolution probable autour de l'année 1970. Or, comme on a eu l'occasion de le voir précédemment, notamment aux chapitres 7 et 9, les prix actuels du charbon importé et des produits pétroliers sont inférieurs à ceux escomptés pour le futur; l'écart est variable suivant les produits, supérieur à 1 dollar à la tonne pour le charbon américain, nettement plus élevé pour le fuel-oil. Selon toutes probabilités, cette situation va durer encore quelques années.

Il en résulte que le jeu des forces qui, vers 1970, aboutirait à l'équilibre esquissé, serait susceptible, dans les années qui nous séparent de 1970, de conduire à deux résultats néfastes : d'une part une fermeture excessive ou trop rapide de sièges charbonniers, d'autre part le freinage de la politique de diversification des approvisionnements de pétrole brut. Ces deux résultats seraient très graves, le premier parce que la fermeture de sièges charbonniers est dans la plupart des cas une action irréversible, le second parce qu'une véritable diversification géographique de l'origine du pétrole brut ne peut être obtenue qu'après une action soutenue pendant de longues années. Il sera donc nécessaire de mettre au point et d'appliquer des mesures temporaires qui devront compléter la politique énergétique à long terme.

Conclusion

Chacune des marges d'erreur ou des sources d'incertitude a été, au cours des étapes de cette étude, soigneusement mise en évidence et, dans la mesure du possible, évaluée. Un grand nombre de chiffres de synthèse doivent être retenus bien plus comme des ordres de grandeur que comme des valeurs précises.

Cette prudence était nécessaire dans le cadre d'un travail qui met en jeu des facteurs très complexes, et dont beaucoup sont aléatoires. Cependant, loin d'affaiblir les conclusions, elle conduit au contraire à souligner avec force certains résultats. Ceux-ci permettent à la fois de dégager les problèmes essentiels que doit résoudre en priorité une politique énergétique et de mesurer les effets des diverses mesures que pourrait comporter cette politique.

1) Avec les perspectives de croissance rapide de l'économie de la Communauté (4,6 % par an pour le produit national), les besoins globaux d'énergie augmenteraient d'environ 4 % par an, passant de 460 millions de tec en 1960 à 700 en 1970 et près de 850 en 1975.

2) Le charbon ne couvrira plus, vers 1970, qu'à peine plus d'un tiers des besoins. En ce qui concerne le charbon communautaire, même si l'on devait maintenir le niveau de production actuel, il ne couvrirait donc qu'une part décroissante des besoins d'énergie. Avec le maintien de la production actuelle, cette part qui est aujourd'hui de 45 % serait en 1970 de 33 % et en 1975 de 27 %.

3) Même compte tenu de l'augmentation des autres productions communautaires, l'importation devra donc couvrir une part croissante des besoins, la plus grande partie de ces importations étant constituée par du pétrole brut; croissantes en tonnage, d'où l'obligation de s'assurer les possibilités quantitatives de fourniture également croissantes en valeur relative, passant du tiers des besoins aujourd'hui à plus de la moitié en 1970, ce qui confèrera aux problèmes de sécurité et de stabilité d'approvisionnement (en quantité et en prix) une importance accrue.

4) La compétitivité des charbonnages de la Communauté est, aujourd'hui déjà, fortement affaiblie sur la base des prix actuels des produits concurrents (charbons importés et fuels).

Certes, la compétition s'exerce actuellement dans des conditions qui peuvent être considérées comme défavorables au charbon, sûrement du fait de la diversité des règles de concurrence qui régissent le marché des divers produits en cause, et sans doute aussi du fait des charges de régression des charbonnages. De plus, pour les produits importés, certains des prix les plus bas constatés depuis plusieurs années peuvent être considérés comme exceptionnels.

Cependant, même en escomptant d'une part la correction de ces inégalités, d'autre part une normalisation du marché impliquant un certain raffermissement des prix des produits importés, la position concurrentielle des charbonnages ne s'améliorera pas à long terme. Cela tient à ce que, même en se plaçant dans des hypothèses d'accroissement élevé des « rendements fond » dans les charbonnages communautaires (environ 70 % en quinze ans), l'évolution probable des salaires entraînera une tendance assez appréciable à la hausse des coûts.

Du fait d'une évolution différente des prix cif des produits importés et des coûts de production du charbon communautaire, et malgré la hausse des besoins d'énergie, les quantités de charbon communautaire compétitives en l'absence de toute aide ne seraient que légèrement supérieures à la moitié de la production actuelle.

Ce résultat, qui doit être retenu comme un ordre de grandeur, ne pourrait être remis en cause que :

- s'il était possible de substituer à l'hypothèse déjà optimiste retenue pour les prévisions de productivité, une autre hypothèse traduisant des innovations révolutionnaires dans les techniques d'exploitation des charbonnages;
- si l'absence de toute politique positive de la Communauté en matière de recherche et d'approvisionnement pétroliers, laissait jouer à plein les risques politiques qui pèsent sur les prix du pétrole à long terme.

5) Un tel résultat, compte tenu des facteurs de sécurité, des préoccupations sociales et régionales, et des aléas qui pèsent sur un marché comportant des données politiques aussi incertaines, appelle et justifie une aide aux charbonnages pour maintenir leur production et leur écoulement à un niveau supérieur à celui qui découle du niveau de compétitivité fondé sur une analyse purement économique.

Sans préjuger les conclusions de politique énergétique, il se dégage donc de l'analyse économique de ce rapport trois problèmes fondamentaux :

- a) Recherche des mesures permettant l'écoulement de la production charbonnière que l'on veut maintenir dans la Communauté. Ces mesures devraient être de nature à stimuler l'assainissement des charbonnages communautaires. Compte tenu des considérations qui précèdent, elles devraient conduire à préserver l'essentiel du noyau charbonnier communautaire.

- b) Élaboration d'une politique d'approvisionnement en énergie importée et notamment en pétrole brut. Le principe de l'approvisionnement communautaire au moindre coût doit être conçu dans une perspective assez longue, et il faut rechercher les conditions qui permettront, tout en ayant largement recours aux régions productrices où les coûts techniques sont les plus bas, d'éviter un relèvement artificiel des prix.
- c) Étude pour déterminer la meilleure cadence de développement des installations nucléaires. A échéance de quinze à vingt ans, c'est l'énergie nucléaire qui renforcera la sécurité d'approvisionnement énergétique de la Communauté européenne. Sur la base des informations disponibles, on a toutes raisons de penser que des centrales nucléaires de grande dimension seront compétitives dès 1970 pour couvrir la base du diagramme de charge. Or, par son caractère de nouveauté l'industrie nucléaire pose une série de problèmes à un grand nombre d'industries fournisseuses, notamment les industries mécaniques, les industries chimiques, le génie civil. Un développement rapide des installations de réacteurs industriels destinés à la production d'électricité risque donc de se heurter à un certain nombre de goulots, notamment en matière de cadres, si ce développement n'est pas prévu suffisamment à l'avance. Une décision d'accélération de la cadence de développement ne peut avoir tous ses effets qu'après un intervalle de plusieurs années. Il en découle la nécessité de pouvoir fixer dès maintenant les perspectives souhaitables d'ici 1975.

Toute solution apportée à l'un de ces problèmes laisse une certaine latitude pour le traitement des deux autres. On peut néanmoins observer que la part croissante des importations dans l'approvisionnement énergétique de la Communauté (qui met celle-ci dans une situation très différente de celle des autres grands espaces économiques) appelle une large ouverture du marché, de façon à réduire le plus possible le coût d'approvisionnement; mais le corollaire obligatoire d'une telle attitude est alors l'adoption d'une politique énergétique commune veillant à la sécurité de l'approvisionnement, sans laquelle l'objectif même du bas prix d'approvisionnement ne pourrait pas être atteint.

ANNEXE 1

Généralités sur les méthodes de prévision des besoins d'énergie

SOMMAIRE

<i>Section I: VUE D'ENSEMBLE</i>	203
A — Généralités	203
B — La cohérence interne du cadre des prévisions	204
C — Les méthodes de prévision	208
D — La relation entre la prévision énergétique et le cadre économique général..	208
 <i>Section II: LA MÉTHODE DES AJUSTEMENTS STATISTIQUES</i>	 210
A — Généralités sur la méthode des ajustements statistiques	210
B — Choix des variables explicatives	210
C — Choix de la période de référence	212
D — Les relations retenues	212
E — Appréciation des modèles	215
 <i>Section III: LA SYNTHÈSE DES DIFFÉRENTES PRÉVISIONS</i>	 223

REMARQUE

Dans les tableaux du texte et des annexes, les chiffres pour la Communauté peuvent différer de la somme des chiffres par pays à la suite d'arrondissements.

Section I

Vue d'ensemble

A — Généralités

Cette annexe tente d'analyser les méthodes qui sont à la base des prévisions à long terme des besoins d'énergie.

Ainsi qu'il a été indiqué dans le rapport principal, cette méthode consiste en une synthèse des enseignements apportés par l'étude du passé sur la liaison entre consommation d'énergie et développement économique, et des informations directes d'origine plus technique, disponibles sur l'évolution de certaines consommations unitaires ⁽¹⁾.

En fait, les prévisions des besoins d'énergie sont le résultat d'une série d'études portant sur :

- 1° Les besoins totaux d'énergie;
- 2° Les besoins d'énergie par secteur de consommation; dans ces études, on a distingué l'énergie électrique et l'énergie non électrique;
- 3° Les besoins totaux d'électricité et la liaison entre ces estimations et les besoins de combustibles des centrales thermiques.

En ce qui concerne les *secteurs de consommation* retenus dans notre étude, il a fallu se limiter à une ventilation assez grossière. En effet, les renseignements statistiques ne permettaient qu'une répartition peu détaillée, à savoir :

- a) La sidérurgie;
- b) Les autres industries;
- c) Les transports;
- d) Le secteur domestique comprenant les ménages, les services et l'artisanat;
- e) Les centrales électriques;
- f) Les producteurs et transformateurs d'énergie, ainsi que les pertes de transport et de distribution.

(1) Cf. deuxième partie, chapitre 2.

Sauf indication contraire, les *statistiques* de base proviennent de la « Statistique de l'énergie 1950-1960 », publiée par V. Paretti et G. Bloch dans *Informations statistiques*, 1962, n° 1-2 bis.

La procédure adoptée soulève une série de questions que nous énumérons ici brièvement et qui seront traitées de façon plus détaillée dans les différentes sections de la présente annexe :

- a) *La cohérence interne du cadre de la prévision*: Celui-ci doit être « complet » dans le sens que la somme des secteurs distingués doit correspondre au concept utilisé dans les prévisions globales sans qu'il y ait d'omissions ou de doubles emplois. Ce problème sera traité au point B de cette section.
- b) *Le caractère général des méthodes utilisées pour les différents secteurs*: Cette question est traitée au point C de cette section et constitue la base des développements de la section II sur les méthodes de corrélation.
- c) *La relation entre les méthodes utilisées et le cadre économique général*: point D de la présente section.
- d) *La confrontation des résultats des études globales et sectorielles*: Ce problème fait l'objet d'une synthèse à la fin de l'annexe 1 (section III).

B — La cohérence interne du cadre des prévisions

L'objectif qu'on s'est proposé en matière d'évaluation des besoins postule l'élaboration d'un cadre général qui satisfasse aux deux conditions suivantes :

- a) Regrouper toutes les consommations d'énergie des différents secteurs sans qu'il y ait d'omissions ou de doubles emplois;
- b) Permettre la confrontation entre les estimations globales et la somme des estimations par secteur.

Comme on envisageait d'établir des estimations globales et des évaluations par secteur tant pour les besoins totaux d'énergie que pour les besoins d'électricité, on a, pour satisfaire à la seconde condition, retenu deux tableaux de synthèse. Le tableau 1 se réfère aux besoins intérieurs totaux d'énergie, le tableau 2 à la consommation brute totale d'électricité.

En ce qui concerne la première des exigences précitées, deux problèmes se sont posés :

Tout d'abord, à l'intérieur de chaque secteur, on a dû regrouper les consommations de divers produits énergétiques, les convertir et les exprimer en une unité commune. Cette opération a été, dans la première phase, limitée aux formes d'énergie non électrique. On a ainsi admis implicitement l'hypothèse que la substitution entre l'électricité et les autres formes d'énergie est suffisamment limitée et que la consommation d'électricité se développe selon des modalités suffisamment autonomes pour faire l'objet d'une estimation séparée. Quoique cette hypothèse soit sujette à caution dans des cas particuliers (les

Tableau 1 — Besoins intérieurs totaux d'énergie

Secteur	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Consommation des producteurs primaires, pertes à la transformation et à la distribution ⁽¹⁾						
2. Sidérurgie ⁽¹⁾						
3. Autres industries ⁽¹⁾						
4. Transports ⁽¹⁾						
5. Secteur domestique ⁽¹⁾						
6. Centrales électriques :						
a) Hydrauliques, nucléaires, importations nettes						
b) Thermiques						
c) Compensation pour les bas-produits de houille						
Besoins totaux (consommation brute d'énergie primaire)						

⁽¹⁾ Sans électricité.

Tableau 2 — Consommation totale d'électricité

Secteur	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Consommation des producteurs d'énergie, pertes à la transformation et à la distribution						
2. Sidérurgie						
3. Autres industries						
4. Transports						
5. Secteur domestique						
6. Consommation brute totale						

besoins de chauffage des ménages et la consommation d'énergie de certaines branches d'industrie par exemple), elle semble plausible au niveau relativement agrégé auquel se situe l'analyse par secteur envisagée dans la présente étude. Il en résulte que, dans les tableaux relatifs aux *besoins totaux d'énergie*, les consommations par secteur ne comprennent pas l'électricité. Par contre, les centrales électriques sont traitées comme consommation finale d'énergie primaire.

Comme unité commune pour les formes d'énergie non électrique, on a choisi, pour des raisons d'ordre pratique, la tonne d'équivalent charbon à 7000 kcal par kg. La conversion a été effectuée sur la base du pouvoir calorifique. Les statistiques de base étant empruntées aux bilans en kcal de la source citée ci-dessus, on a automatiquement repris les facteurs de conversion utilisés dans cette étude, c'est-à-dire :

1 t d'agglomérés de houille	1 t équivalent charbon
1 t de coke	0,957 t équivalent charbon
1 t de lignite	0,314 t équivalent charbon
1 t d'agglomérés et de coke de lignite	0,664 t équivalent charbon
10 ³ m ³ gaz naturel	1,286 t équivalent charbon
10 ³ m ³ autres gaz ⁽¹⁾	0,6 t équivalent charbon
1 t de pétrole brut	1,429 t équivalent charbon
1 t de gaz liquéfié	1,714 t équivalent charbon
1 t d'essence	1,5 t équivalent charbon
1 t d'autres produits pétroliers	1,429 t équivalent charbon

Pour la houille elle-même, on a fait abstraction des différences entre catégories et admis le calcul tonne pour tonne. Pour la consommation des centrales thermiques, certains ajustements ont dû être opérés ⁽²⁾.

Le second problème concernait *l'agrégation des différents* secteurs dans un bilan général des besoins. Tout d'abord, il faut remarquer que le cadre admis n'est pas « complet » dans ce sens qu'il ne retrace pas l'évolution des besoins à partir des consommateurs finals, pour en déduire l'activité des divers transformateurs et aboutir finalement aux besoins de chaque forme d'énergie primaire. Une telle méthode suppose le recours immédiat à la comparaison des prix des diverses formes d'énergie, élément nécessaire pour déterminer la répartition des besoins de chaque consommateur.

Dans ces conditions, la filière consommation finale — transformation — énergie primaire n'a été suivie que dans un seul cas : celui de l'électricité.

Les besoins d'électricité figurant au tableau 2 ont été traduits en énergie primaire au poste « centrales thermiques » du tableau 1.

Pour les besoins d'énergie primaire non liés à l'électricité, le modèle ne retrace pas les différents stades de transformation et de consommation. Les *consommations des secteurs finals* — sidérurgie, autres industries, transports, secteur domestique — ont été d'abord exprimées en énergie primaire. A ce niveau, on a dû tenir compte du fait que la sidérurgie, en consommant du coke, produit du gaz de haut fourneau. Afin d'éviter les doubles emplois, les chiffres insérés pour la sidérurgie ont été calculés sous déduction de la production de gaz de haut fourneau. On retrouve les consommations brutes de ce secteur à l'annexe 3.

⁽¹⁾ Après conversion en m³ à 4200 kcal.

⁽²⁾ Comme, dans les statistiques de base, la houille consommée dans les centrales électriques était convertie sur la base du coefficient 0,714, on a prévu dans les tableaux un poste « compensation pour les bas-produits » qui ramène les chiffres rétrospectifs à la base tonne pour tonne. Pour les prévisions, un tel ajustement n'était évidemment pas possible. Les besoins des centrales ont été estimés en tonnes d'équivalent charbon à 7000 kcal par kg. Dans la mesure où les besoins en houille des centrales sont couverts par des bas-produits, ces besoins en quantités physiques naturelles doivent être relevés proportionnellement à la différence en pouvoir calorifique.

Aux consommations finales a été ajoutée une estimation de l'ensemble des consommations non électriques *intervenant* aux stades de la *production et de la transformation et de la distribution d'énergie*. Comme ces stades n'ont pas été explicités, les chiffres prospectifs ne peuvent être considérés que comme une approximation qu'on a retouchée au fur et à mesure que, dans le courant de l'étude, on parvenait à préciser telle production, telle transformation et les besoins d'énergie primaire qui en résultaient.

La somme des consommations finales, des besoins des producteurs, transformateurs et distributeurs et, enfin, des centrales électriques donne finalement un chiffre de besoins totaux en énergie primaire qui peut être confronté avec l'estimation globale des besoins.

En guise de récapitulation, le cadre adopté peut être présenté sous la forme d'un schéma qui montre les liens entre les postes les plus importants :

	Tableau 1		Tableau 2	Observations
	Combustibles	Carburants	Électricité	
1. Consommation finale (sidérurgie, autres industries, transports, secteur domestique)	X_1	X_2	Y_1	Consommation de la sidérurgie sous déduction de la production de gaz de haut fourneau
2. Consommation des producteurs primaires, des transformateurs et distributeurs	X_3		Y_2	X_3 ne comprend pas de consommations des centrales Y_2 comprend l'autoconsommation des centrales et les pertes de distribution d'électricité
3. Besoins totaux d'électricité			$L = Y_1 + Y_2$	A confronter avec L selon estimation globale Point de départ de l'estimation des besoins en énergie primaire des centrales
4. Centrales électriques				
a) Besoins en énergie primaire correspondant à la production hydraulique, géothermique, nucléaire et aux besoins couverts par le commerce extérieur.	X_4			Conversion en énergie primaire sur la base de la convention 1 kWh = 0,4 kg équivalent charbon
b) Besoins en combustibles des centrales thermiques	X_5			
5. Besoins totaux en énergie primaire	$E = X_1 + X_2 + X_3 + X_4 + X_5$			A confronter avec E selon estimation globale

C — Les méthodes de prévision

Deux grandes approches peuvent être distinguées :

- l'exploitation d'informations directes d'ordre technico-économique ;
- l'extrapolation des liaisons constatées dans le passé entre la consommation d'énergie et le développement économique.

Le choix entre les deux approches a été déterminé par les caractéristiques propres de chaque secteur et, surtout, par la qualité des informations directes dont on pouvait disposer. Dans la plupart des cas, ce choix n'a pas été absolu : on a mis l'accent sur l'une des deux approches tout en employant l'autre à titre de complément.

Dans les secteurs assez individualisés et relativement homogènes comme la *sidérurgie* et les *centrales thermiques*, on a surtout exploité l'information directe, notamment celle sur l'évolution de certaines consommations unitaires : mise au mille de coke, consommation spécifique des centrales thermiques. Une approche analogue a été utilisée pour les consommations de producteurs et transformateurs d'énergie où on a raisonné sur des coefficients d'autoconsommation et de pertes par rapport à la production.

Dans tous ces cas, l'information technique s'est avérée pourtant trop fragmentaire pour constituer la base unique de la prévision. L'étude a, dans ces conditions, dû être complétée par une analyse des tendances relevées dans le passé.

D'autre part, l'étude rétrospective de la liaison entre consommation d'énergie et développement économique a été l'approche principale retenue pour les secteurs où on ne disposait pas d'informations directes sur les coefficients techniques et où souvent le caractère peu homogène du secteur ne permettait d'ailleurs pas l'exploitation d'informations techniques. Il s'agissait en particulier des *industries autres que la sidérurgie*, le *secteur domestique* et, dans une certaine mesure, les *transports*. En outre, lorsqu'il s'agissait d'évaluer les *besoins totaux* d'énergie ainsi que les besoins totaux d'électricité de l'économie, on s'est évidemment trouvé dans une situation analogue.

La procédure plus globale, adoptée pour tous ces secteurs, est décrite de façon détaillée à la section II.

D — La relation entre la prévision énergétique et le cadre économique général

Le secteur énergétique est une partie intégrante de l'ensemble de l'économie. Dès lors, il a semblé raisonnable de lier étroitement l'évolution de ce secteur aux perspectives d'expansion économique.

Comme il a été indiqué à la première partie du rapport général, on a pu s'appuyer sur des prévisions globales de l'expansion économique établie par des experts du groupe de travail « problèmes de structure et de développement à long terme de la C.E.E. ». Les prévisions concernaient l'évolution du produit national et de ses principales composantes et ont été complétées par des estimations relatives à la production industrielle.

Elles ont été retenues comme base pour l'estimation, par pays et pour l'ensemble de la Communauté :

- des besoins intérieurs totaux d'énergie en équivalent d'énergie primaire;
- des besoins totaux d'électricité;
- des besoins des industries autres que la sidérurgie, et du secteur domestique.

En outre, elles ont servi de toile de fond pour l'estimation de la production sidérurgique et du parc de véhicules automobiles qui ont, à leur tour, constitué la base des estimations des besoins d'énergie dans la sidérurgie et les transports.

L'utilisation de ces perspectives économiques globales constitue déjà un avantage réel pour les méthodes de prévision et les résultats des estimations énergétiques. En effet, cette procédure a permis d'assurer une cohérence entre l'évolution du secteur énergétique et les perspectives globales de l'économie. En outre, la prise en considération de perspectives économiques générales cohérentes de pays à pays contribue à assurer la cohérence des prévisions énergétiques qui en découlent et permet ainsi d'agréger les consommations par pays en des totaux significatifs pour la Communauté.

Cependant, on ne peut pas prétendre que la méthode utilisée dans nos estimations satisfasse à toutes les exigences.

D'une part, les secteurs de consommation d'énergie retenus sont assez globaux et par conséquent peu homogènes. Pour les études de certaines lois de comportement ainsi que l'évolution de certains coefficients techniques, cette hétérogénéité relative pose des problèmes. Il serait souhaitable de disposer d'une ventilation plus détaillée des besoins d'énergie par secteur de consommation, bien que la structure de la consommation, notamment la dispersion de consommateurs dans les sous-secteurs ménages et transport routier, imposera toujours certaines globalisations.

D'autre part, il a fallu limiter les études, étant donné le nombre limité de chiffres sur l'expansion globale.

Ces deux considérations sont étroitement liées, du fait qu'une amélioration des statistiques énergétiques ne pourra être pleinement mise à profit que dans la mesure où des informations supplémentaires sur la structure de l'expansion globale (production par secteur, revenu des ménages par catégories professionnelles, etc.) deviennent disponibles. On peut espérer que, dans un proche avenir, il sera possible de disposer d'informations plus nombreuses et de caractère plus détaillé sur le développement économique général.

Section II

La méthode des ajustements statistiques

A — Généralités sur la méthode des ajustements statistiques

On se limitera ici à des remarques générales sur la méthode. Des problèmes spécifiques sont traités dans les annexes relatives aux applications chiffrées.

En général, ces prévisions reposent sur des ajustements statistiques par la méthode de corrélation. Par cette méthode, on cherche à savoir dans quelle mesure l'évolution d'un phénomène (la consommation d'énergie) est liée à l'évolution d'un ou plusieurs facteurs « explicatifs » (le produit national brut par exemple).

L'application de cette méthode pose quelques problèmes généraux traités ci-dessous :

- 1° Choix des variables qui interviennent dans les relations;
- 2° Choix de la période de référence;
- 3° Choix des relations;
- 4° Appréciation des ajustements et extrapolation à l'aide des relations.

B — Choix des variables explicatives

Dans la présente méthode de prévision, il faut tout d'abord choisir les phénomènes qui peuvent intervenir dans l'explication de l'évolution de la consommation d'énergie (variables explicatives).

Comme on cherche à déterminer d'une façon quantitative ces influences dans le passé et à effectuer des extrapolations sur la base de ces relations, il sera nécessaire que :

- 1° L'analyse se fonde sur des séries statistiques disponibles;
- 2° L'évolution de cette variable explicative soit prévisible;
- 3° L'évolution de la variable explicative soit indépendante de celle du secteur énergétique.

Dans ces conditions, on a retenu deux facteurs qui ont été considérés comme déterminant de façon décisive l'évolution des besoins d'énergie.

1. *Le développement économique*

On admet généralement une liaison entre les consommations d'énergie et l'expansion économique. Pour les besoins totaux, tant d'énergie primaire que d'électricité, cette expansion peut être représentée par l'évolution du produit national brut. Dans le secteur domestique, l'expansion du produit national brut peut être également considérée comme un indicateur de l'évolution des revenus. Ceci nous permet de chercher des relations entre l'évolution des besoins et celle des revenus. L'évolution de la production industrielle, étroitement liée au développement du produit national brut, intervient dans les relations concernant les besoins des industries autres que la sidérurgie.

2. *L'évolution du progrès technique*

La relation entre la consommation d'énergie et l'activité économique est étroitement liée aux techniques employées; le changement continu de ces techniques constitue un facteur très important dans l'évolution de la consommation d'énergie. Le phénomène se traduit par deux effets majeurs :

- une diffusion des utilisations de l'énergie, notamment sous l'influence de la mécanisation et de l'amélioration du niveau de vie. Cet effet pousse à l'augmentation de la consommation unitaire;
- une amélioration constante des rendements tendant au contraire à une réduction de la consommation unitaire.

Comme on le verra dans les autres annexes, le premier de ces effets tend à prévaloir pour l'électricité et le second pour les formes d'énergie non électrique.

Dans les relations retenues, l'influence de l'évolution technique sur la consommation d'énergie a été représentée par une tendance autonome : un facteur de trend.

Cependant, le modèle retenu implique que ce *facteur de trend* inclut, en dehors des deux effets précités, l'incidence :

- des modifications de structure à l'intérieur du secteur considéré;
- les substitutions éventuelles entre formes d'énergie non électrique et électricité.

Certaines analyses faites pour le secteur « autres industries » (voir annexe 4) tendent à démontrer que les deux derniers facteurs n'ont eu, pendant la période de référence, qu'une influence secondaire.

C — Choix de la période de référence

Les ajustements pour vérifier et mesurer quantitativement la relation entre l'évolution de la consommation d'énergie et, par exemple, le produit national brut se réfèrent à une période donnée. Le choix de cette période est très limité par les disponibilités en matière de données statistiques. En général, il a fallu, pour ces raisons, se contenter de la période d'après-guerre. Si, dans certains cas, il existe des séries statistiques d'avant 1940, celles-ci présentent des inconvénients assez graves. En effet, ces données sont peu cohérentes de pays à pays, insuffisamment ventilées par secteur et très peu compatibles avec les chiffres de la période d'après-guerre. En outre, on peut se demander, pour des raisons économiques, dans quelle mesure les résultats des ajustements, fondés sur la période d'avant-guerre, peuvent être extrapolés pour la période 1960-1975. Il nous semble que, étant donné les différences entre le rythme d'expansion dans l'avant-guerre et l'après-guerre, il faut considérer avec beaucoup de réserves l'utilisation des résultats relatifs à l'avant-guerre pour les prévisions jusqu'à 1975.

Cette objection reste, dans une certaine mesure, valable pour la période d'après-guerre. Entre 1945 et 1950, des facteurs extraordinaires ont caractérisé l'évolution économique. Lorsqu'on exclut les années 1945 à 1949, il reste seulement onze années (1950-1960) comme points d'observation pour les ajustements. Ceci soulève certainement des objections pour des extrapolations jusqu'à 1975. D'une part, il faut être conscient que cette période de dix années est courte pour servir de base à des extrapolations de quinze années. D'autre part, cette période 1950-1960 a été caractérisée, en partie, par un développement économique assez fort, dû à des phénomènes de rattrapage et de reconstruction. Comme ces facteurs ne joueront plus pendant la période de prévision, les hypothèses d'expansion économique retenues pour les quinze années à venir accusent, pour certains pays, un net fléchissement par rapport à la période de référence.

Des ruptures de ce genre mettent en question la constance des paramètres des relations ajustées. Une élasticité de la consommation d'énergie par rapport au PNB, calculée sur une période à forte croissance, est-elle automatiquement applicable à une période à croissance plus modérée? Ce problème sera traité en détail ci-après. Il convenait cependant de la signaler ici, car il découle directement du choix de la période de référence.

D — Les relations retenues

En raison notamment du nombre réduit d'observations, on s'est limité à une série de relations de forme simple à une ou, tout au plus, deux variables explicatives. Le schéma récapitule l'ensemble des relations utilisées :

Variable expliquée	Variable explicative	Forme de la fonction	Numéro de la fonction
A. <i>Consommation d'énergie</i> (besoins totaux d'énergie, besoins totaux d'électricité, besoins d'énergie non électrique d'un secteur ou besoins d'électricité d'un secteur)	1. Temps	Linéaire $E = a + bt$	I
		Exponentielle $E = k(1 + r)^t$	II
	2. Variable économique	Fonction de puissance	
	a) PNB	$E = k(\text{PNB})^\alpha$	III
	b) Production industrielle	$E = k(\text{PI})^\alpha$	IV
	3. Variable économique et temps	Fonction mixte	
B. <i>Consommation unitaire</i>			
a) Par unité de PNB	Temps	Exponentielle $\frac{E}{\text{PNB}} = k(1 + r)^t$	VII
b) Par unité de PI		$\frac{E}{\text{PI}} = k(1 + r)^t$	VIII
c) Par habitant		$\frac{E}{N} = k(1 + r)^t$	IX
d) Par logement (uniquement secteur domestique)		$\frac{E}{L} = k(1 + r)^t$	X

Pour les relations où la consommation d'énergie *évolue en fonction du temps*, deux possibilités ont été envisagées :

- on suppose que la variation absolue de la consommation d'énergie reste constante dans le temps; c'est le cas de la chronique linéaire (relation I) où le paramètre b indique la variation absolue par an de la consommation d'énergie;
- on suppose que le taux de variation de la consommation d'énergie reste constant dans le temps; c'est le cas de la chronique exponentielle (relation II) où le paramètre r indique le taux annuel de variation de la consommation.

Pour la prévision, ces relations présentent des inconvénients assez graves. Elle reposent sur l'hypothèse que l'évolution de la consommation d'énergie se développe indépendamment de l'expansion économique. En outre, la chronique linéaire implique, lorsqu'il y a un accroissement continu de la consommation d'énergie, une réduction automatique du *taux annuel* d'accroissement au fur et à mesure que s'écoule la période de prévision.

Dans ces conditions, l'utilisation à des fins de prévision de ces relations est restée limitée (voir ci-après).

Les relations à une variable économique ont été représentées par une fonction de puissance (relations III et IV). Une fonction de ce type permet de déduire directement l'élasticité de la consommation d'énergie par rapport au produit national (ou à la production industrielle) :

$$\alpha = \frac{\frac{d E}{E}}{\frac{d(\text{PNB})}{\text{PNB}}}$$

L'avantage de cette relation est de lier directement l'évolution de la consommation d'énergie à celle de l'ensemble de l'économie et aboutir à une explication de cette évolution en fonction de la croissance globale.

L'expérience montre cependant que souvent il faut faire intervenir, en dehors d'un indicateur global de l'économie, d'autres facteurs qui expliquent l'évolution de la consommation d'énergie.

En l'absence d'informations directes à ce sujet, on est ainsi conduit à inclure dans les relations, en plus d'un indicateur global de l'expansion, un facteur de tendance autonome, censé représenter l'incidence de tous les autres facteurs et notamment du progrès technique (voir ci-dessus). On aboutit ainsi aux relations V et VI.

L'utilisation de ces relations soulève cependant de grandes difficultés tant d'origine économique que d'ordre statistique. Nous y reviendrons ci-après.

Ce sont notamment ces difficultés qui nous ont conduits à un dernier type de relations, celles qui se réfèrent aux consommations unitaires (relations VII à X).

Les plus importantes parmi celles-ci sont celles qui concernent la consommation par unité de PNB (relation VII) et par unité de production industrielle (relation VIII).

Les relations utilisées supposent que le taux de variation, non de la consommation totale d'énergie, mais de la consommation unitaire, reste constant dans le temps, le paramètre r indiquant le taux de variation annuel. Ce terme r sera négatif lorsque l'influence du progrès technique s'exprime surtout par des économies dans l'utilisation de l'énergie; il sera positif lorsque l'incidence d'une plus grande diffusion des emplois de l'énergie (en particulier de l'électricité) l'emporte.

E — Appréciation des modèles

Les résultats des ajustements et les extrapolations qui en découlent n'ont constitué, dans l'optique adoptée, qu'une base de travail pour les prévisions. A partir de ces résultats, on a étudié les phénomènes particuliers qui pourraient intervenir dans l'évolution future de la consommation d'énergie en utilisant, le cas échéant, les informations directes disponibles. Il faut souligner que c'est seulement après ces analyses que les prévisions ont été définitivement établies.

Ces analyses ont été faites à l'aide de deux séries de critères qui ne sont d'ailleurs pas tout à fait indépendants :

- a) Des critères statistiques (degré de corrélation, marge d'incertitude, etc.);
- b) Des critères plutôt économique-techniques, c'est-à-dire une interprétation des résultats des ajustements d'un point de vue technico-économique.

1. *Les critères statistiques*

Par la méthode de corrélation, on cherche la liaison quantitative entre deux phénomènes (ou plusieurs phénomènes). En réalité, il s'agit d'une approximation de cette liaison par la méthode des moindres carrés et non d'une détermination exacte dans le sens mathématique de cette liaison.

C'est en raison de ce caractère approximatif des estimations que la théorie statistique intervient. Cette théorie, en effet, permet de vérifier la précision des estimations des coefficients et, par conséquent, des extrapolations effectuées. Nous nommerons ces instruments les critères statistiques.

Examinons les critères qui intervinrent principalement dans l'hypothèse d'une corrélation simple ⁽¹⁾.

Le coefficient de corrélation indique le degré de corrélation entre deux phénomènes. On définit le coefficient maximal égal à 1 ou -1 , c'est le cas d'une corrélation parfaite. La valeur de ce coefficient dépend du nombre des observations (une corrélation simple avec deux points d'observation est parfaite), on doit donc la corriger pour le nombre des observations (dans le cas de nos ajustements 11). En pratique, un coefficient de plus de 0,8 est considéré comme valable; dans les ajustements présentés dans nos études, la plupart des coefficients étaient supérieurs à 0,9. Ceci montre que, lorsque la série ne comporte qu'un nombre restreint d'observations relatives à une période assez courte, on peut ajuster, avec une précision très satisfaisante, des fonctions de types très divers.

Les coefficients de corrélation étant, pour la plupart, élevés et peu différents les uns des autres, ils ne fournissent alors que peu d'indications sur la préférence à donner à l'un ou à l'autre de ces ajustements. Ceci est d'autant

⁽¹⁾ En fait, le raisonnement ne changera pas dans le cas de corrélations multiples.

plus important que l'*extrapolation* sur les quinze années à venir de ces courbes aboutit souvent à des résultats très différents selon le type d'ajustement qu'on aura retenu.

L'écart type, marge d'incertitude

Comme, dans les études, une corrélation parfaite est généralement exclue, la liaison quantitative (l'élasticité) n'est pas exacte. Ce qu'on détermine ne représente que la liaison « en moyenne » des deux phénomènes. Dans les séries rétrospectives, on peut alors calculer, par observation, la déviation de la valeur observée par rapport à la valeur moyenne qu'on aura calculée, en d'autres mots, les résidus. De ces résidus, on calcule des écarts types, ce qui nous permet de tracer autour de la liaison « moyenne » certaines marges. On en déduit également des marges d'incertitude pour les extrapolations de ces ajustements. Dans la présente étude, on a admis une marge d'un écart type autour de la valeur centrale, ce qui correspond à une probabilité statistique de 68 sur 100. Évidemment, l'ampleur de cette marge d'incertitude dépend du degré de corrélation. Dans le cas extrême — corrélation parfaite — cette marge est égale à zéro.

L'autocorrélation des résidus

Nous avons expliqué ci-dessus la signification des résidus, des déviations des valeurs observées par rapport aux valeurs calculées. Un calcul de corrélation valable postule que ces résidus soient distribués de façon aléatoire et ne soient pas interdépendants. Cette condition fait l'objet d'un critère spécifique : l'auto-corrélation. On examine dans ce cas le degré d'auto-corrélation entre les résidus donnés par l'ajustement. Ce phénomène est testé par le coefficient de von Neumann et la signification est examinée à l'aide d'une table reposant sur divers niveaux de probabilité. Dans le présent travail, les coefficients de von Neumann ont été calculés mais n'ont été testés que pour quelques ajustements. Pour ces ajustements, on n'a pas relevé de forte auto-corrélation.

Multicollinéarité

Ce phénomène ne joue que dans des corrélations multiples. Par exemple, dans une relation où la consommation d'énergie est « expliquée » par l'évolution du PNB et un terme de trend, il existe, dans les séries 1950-1960, une forte corrélation entre les variables PNB et trend. Le coefficient de corrélation multiple de cette relation est normalement très bon. Mais, étant donné la forte dépendance entre les variables explicatives (PNB et temps), ceci ne nous permet pas de fixer exactement l'influence individuelle de ces deux phénomènes sur la consommation d'énergie. En d'autres mots, il n'est pas possible de déterminer les coefficients nets de régression avec une précision satisfaisante. En termes de notre relation

$$E = k (\text{PNB})^{\alpha} (1 + r)^t$$

où α représente l'élasticité par rapport au PNB et r l'évolution autonome (progrès technique), il n'est pas possible de déterminer l'influence séparée du PNB et du temps sur la consommation d'énergie.

Le tableau ci-dessous résume, à titre d'exemple, les coefficients de corrélation entre les variables retenues dans les recherches sur la relation entre l'activité économique et la consommation totale d'énergie (pour la Communauté) :

	PNB	PI	E	t
Produit national brut (PNB)	1	—	0,971	0,994
Production industrielle (PI)	—	1	0,979	0,994
Consommation d'énergie primaire (E)	0,971	0,979	1	0,955
« Temps » (t)	0,994	0,994	0,955	1

Les coefficients de corrélation entre PNB et PI, d'une part, et t, d'autre part, sont extrêmement élevés. Dans ces conditions, il faut renoncer à estimer l'influence séparée de ces facteurs sur l'évolution de la consommation d'énergie. C'est ce qui a été fait dans la plupart des cas, les ajustements donnant des valeurs de α et de r souvent aberrantes.

2. Les critères technico-économiques

Après ces critères statistiques, le choix entre les diverses relations et les extrapolations qui en résultent a été fondé sur des critères techniques ou économiques.

Dans cette étude, on a considéré les critères statistiques comme nécessaires, tandis que les critères technico-économiques ont constitué des critères nécessaires et suffisants.

a) L'interdépendance entre les relations retenues et les conclusions à en tirer

Il faut tout d'abord remarquer que les *relations retenues*, comme indiqué au paragraphe précédent, *ne sont pas indépendantes* les unes des autres. Il existe en effet des liens entre les coefficients des équations suivantes :

— le modèle : chronique exponentielle $E = k(1 + r)^t$ (1)

— le modèle avec une variable économique (PNB) ou (PI) (2)

$$E = k'(\text{PNB})^\alpha$$

— le modèle de la consommation unitaire comme chronique exponentielle

$$\frac{E}{\text{PNB}} = k''(1 + \lambda)^t \quad (3)$$

En effet, l'évolution du produit national brut peut s'écrire comme une chronique exponentielle :

$$(\text{PNB}) = (\text{PNB})_0 (1 + \beta)^t \quad (4)$$

La substitution de (4) dans les équations (2) et (3) donne

$$E = k' [(\text{PNB})_0 (1 + \beta)^t]^\alpha = k' (\text{PNB})_0 (1 + \beta)^{\alpha t} \quad (5)$$

$$E = k'' (\text{PNB})_0 (1 + \beta)^t (1 + \lambda)^t \quad (6)$$

La comparaison des équations (5) et (6) avec l'équation (1) donne les relations suivantes entre les logarithmes :

$$\log (1+r)=\alpha \log (1+\beta) \quad (7)$$

$$\log (1+r)=\log (1+\beta)+\log (1+\lambda) \quad (8)$$

d'où, par combinaison de (7) et (8) :

$$\alpha \log (1+\beta)=\log (1+\beta)+\log (1+\lambda) \quad (9)$$

$$(\alpha-1) \log (1+\beta)=\log (1+\lambda) \quad (10)$$

On déduit de ces formules que les économies d'énergie représentées par λ se reflètent dans α . Si β est positif et λ négatif, α doit être inférieur à 1. Inversement, si $\alpha = 1$, $\log (1+\lambda) = 0$, donc $\lambda = 0$.

En d'autres termes, avec un taux positif de croissance économique tel que nous l'avons connu pendant la période de référence et tel que nous l'envisageons pour la période de prévision, une élasticité de la consommation d'énergie par rapport à la croissance économique indique :

- *si elle est inférieure à l'unité*, que le progrès technique se solde par des économies d'énergie;
- *si elle est égale à l'unité*, que le progrès technique n'a, en fin de compte, pas d'incidence sur la consommation unitaire;
- *si elle est supérieure à l'unité*, que ce progrès, par la diffusion des utilisations de l'énergie, conduit à un relèvement de la consommation unitaire.

Les résultats des différents ajustements, retenus dans le tableau ci-dessous, montrent d'une façon numérique la liaison entre les différents coefficients. Évidemment, les corrélations n'étant pas parfaites, les égalités ne sont qu'approximatives.

Tableau concernant les coefficients par pays et pour l'ensemble de la Communauté — Consommation totale d'énergie primaire

Pays	$\log (1+\lambda)$	$\log (1+\beta)$	α	$\alpha-1$	$(\alpha-1) \log (1+\beta)$
Allemagne (R.F.)	— 0,01358	0,03089	0,583	— 0,417	— 0,01288
Belgique	— 0,00682	0,01145	0,507	— 0,493	— 0,00564
France	— 0,00277	0,01828	0,863	— 0,137	— 0,00250
Italie	+ 0,01194	0,02425	1,488	+ 0,488	+ 0,01183
Pays-Bas	— 0,00418	0,02118	0,801	— 0,199	— 0,00421
Communauté	— 0,00524	0,02307	0,780	— 0,220	— 0,00508

L'approximation est, toutefois, fort satisfaisante, de sorte que le tableau illustre très bien les relations entre les différents coefficients.

Du point de vue de la technique statistique, on pouvait donc indifféremment aborder l'analyse par l'étude des consommations unitaires ou par celle des élasticités par rapport à l'indicateur de l'expansion économique.

Dans ces conditions, on a tenté de se rapprocher autant que possible des phénomènes concrets.

C'est ainsi qu'il a semblé indiqué de raisonner, pour le secteur « autres industries », sur l'évolution du progrès technique et son influence sur la consommation unitaire. Le secteur étant assez hétérogène, l'évolution de la consommation unitaire reflète ici aussi les modifications dans la structure de la production, mais ce facteur ne semble influencer qu'à titre secondaire sur cette consommation.

Dans le *secteur domestique* par contre, la notion de consommation par unité de PNB n'a pas beaucoup de sens. Il a fallu plutôt retenir soit des trends, soit des relations avec le PNB, variable représentant l'évolution des revenus; dans ce dernier cas, on a alors centré l'analyse sur l'élasticité de la consommation d'énergie par rapport au revenu. Certes, dans ce secteur, on ne peut pas nier complètement l'effet d'amélioration des rendements mais, en raison de la multicollinéarité entre les variables explicatives (PNB et temps), il n'a pas été possible d'isoler cet effet à l'aide d'une relation à deux variables explicatives.

Au niveau de l'ensemble de l'économie, lorsqu'il s'agit d'étudier *les besoins totaux d'énergie ou d'électricité*, la notion de consommation unitaire est également imprécise. La validité de cette notion est liée à l'homogénéité du secteur étudié; or, au niveau de l'ensemble de l'économie, les influences qui jouent sur la consommation unitaire sont très nombreuses et complexes.

Dans ces cas, on a préféré raisonner à partir des élasticités par rapport au PNB et, comme nous le verrons ci-après, sur les taux d'accroissement annuels de la consommation totale, déduits de la chronique exponentielle.

Les résultats donnés par les relations concernant la consommation unitaire ont servi d'instrument de recoupement. Cet instrument s'est avéré particulièrement utile dans le cas de la consommation d'électricité où, pendant la période de référence, malgré les différences dans la structure et la croissance économique des divers pays de la Communauté, on a relevé un taux d'augmentation de la consommation d'électricité par unité de PNB assez uniforme de pays à pays (environ 2 à 3% par an).

Dès lors, ce taux a été employé comme moyen de recoupement pour les estimations.

b) *Interprétation des extrapolations en fonction du rythme de croissance économique*

Un des problèmes principaux qui s'est posé dans l'interprétation des résultats des ajustements concerne la liaison entre la valeur numérique des coeffi-

cients des diverses relations et le rythme de croissance de l'économie ou du secteur considéré. Par exemple : la valeur calculée de α , l'élasticité de la consommation d'énergie par rapport au PNB, dépend-elle du rythme de croissance de ce PNB?

Concrètement, la question s'est posée sous deux formes :

- 1^o Pendant la période de référence, les pays de la Communauté ont connu des taux de croissance économique très divergents. Ce phénomène explique-t-il les différences *d'un pays à l'autre* dans les valeurs calculées de certains paramètres relatifs à la consommation de l'énergie? Ce problème de comparaison internationale est traité ci-après sous c.
- 2^o Pour la période de prévision, on envisage dans plusieurs pays de la Communauté des taux de croissance économique assez *différents de ceux de la période de base*: réduction du taux de croissance en République fédérale, relèvement en Belgique. Ces ruptures étant admises, peut-on envisager de maintenir constantes dans le temps les valeurs des paramètres des différentes relations, lorsqu'on utilise ces relations à des fins de prévision?

La réponse est simple dans le cas de la chronique exponentielle

$$E = k (1 + r)^t$$

Il a été démontré que la valeur de r , le taux de variation annuel de la consommation, est liée à celle de β , le taux de croissance de l'économie, et à α , l'élasticité par rapport à l'indicateur de l'expansion économique :

$$\log (1 + r) = \alpha \log (1 + \beta) \quad (11)$$

Dans ces conditions, une modification dans le taux de croissance économique que β doit se répercuter sur r , le taux d'accroissement des besoins d'énergie ⁽¹⁾.

Ce raisonnement conduit, lorsqu'on s'attend à une rupture dans les taux de croissance économique, à conférer le caractère de « valeurs limites » aux résultats que donne l'extrapolation de la chronique exponentielle avec r inchangé. En pratique, pour la République fédérale, où on s'attend à une réduction du taux de croissance économique, les chiffres prospectifs de consommation d'énergie que donne l'extrapolation de la chronique exponentielle ont été considérés comme des *maxima*. En Belgique, où la croissance économique devrait s'accélérer, ces chiffres ont, au contraire, été interprétés comme des *minima*. Pour la France et les Pays-Bas, où on n'envisage pas de rupture nette dans le taux de croissance économique, les résultats de la chronique exponentielle n'ont pas le caractère de « valeurs limites », mais peuvent éventuellement servir de points de repère directs pour la prévision des besoins d'énergie.

(1) Sauf si α subit une modification telle qu'elle neutralise l'effet de la variation de β . Nous verrons ci-après que α se modifiera probablement dans une certaine mesure. Étant cependant lié à des éléments d'ordre technique, α n'a qu'une marge de variation limitée.

La réponse à la question posée devient très délicate lorsqu'il s'agit d'apprécier la liaison entre α (l'élasticité de la consommation d'énergie) et λ (le taux de variation de la consommation unitaire), d'une part, et le taux de croissance économique, d'autre part.

De l'équation 9 ci-dessus on peut en effet déduire :

$$\alpha = 1 + \frac{\log (1 + \lambda)}{\log (1 + \beta)} \quad (12)$$

Il en découle que, en cas de rupture dans le taux de croissance économique β , l'évolution du coefficient α ne dépend pas seulement de la variation de β , mais aussi de la mesure selon laquelle λ est éventuellement modifié par la rupture dans la croissance économique. En d'autres termes, le progrès technique, tel qu'il se manifeste dans la consommation unitaire d'énergie, dépend-il du rythme de croissance économique ou se développe-t-il de façon autonome? Les études effectuées en matière d'électricité (voir annexe 7) suggèrent que, pour cette forme d'énergie, des facteurs poussent à l'augmentation autonome de la consommation unitaire.

En ce qui concerne l'énergie en général, il semble, au contraire, exister une certaine relation — dont la forme et l'intensité sont difficiles à préciser — entre le taux de variation de la consommation unitaire et le rythme de croissance économique (voir annexe 2).

Dans les deux cas cependant, on a admis qu'en cas de modification du taux de croissance β la variation dans le terme $\log (1 + \lambda)$ serait moins accentuée que dans le terme $(1 + \beta)$ et que α aurait donc tendance à se modifier.

Compte tenu des perspectives économiques générales, on a ainsi admis une tendance au relèvement de l'élasticité en République fédérale et à une réduction de cette élasticité en Belgique.

Dans ces conditions, les résultats de l'extrapolation des relations avec une variable économique — où apparaît une élasticité constante — ont été considérés comme un minimum en République fédérale et un maximum en Belgique.

En résumé, pour ces deux pays, les résultats de l'extrapolation de la chronique exponentielle et des relations avec une variable économique ont été considérés comme les limites d'une fourchette, à l'intérieur de laquelle devrait se situer une prévision raisonnable. Ce raisonnement ne s'applique pas aux autres pays parce qu'on n'y envisage pas de rupture nette dans le taux de leur croissance économique.

c) *Comparaisons de pays à pays*

Les ajustements ont été effectués pour chacun des six pays de la Communauté, ce qui a permis de procéder à des comparaisons de pays à pays qui se sont avérés être extrêmement utiles tant pour les analyses rétrospectives que pour les prévisions. En ce domaine, on a principalement recherché :

- si, pour certains paramètres, une valeur uniforme de pays à pays se dégageait de l'ensemble des ajustements (par exemple, taux de variation de la consommation unitaire d'électricité);
- si les différences relevées de pays à pays dans la valeur d'un même paramètre pouvaient être expliquées, notamment en fonction des rythmes d'expansion économique ou du niveau de consommation déjà atteint;
- si, pour la prévision relative au pays A, on pouvait s'inspirer de l'expérience du pays B qui aurait connu, au cours de la période de référence, un niveau de consommation ou un rythme d'expansion économique analogue à celui envisagé pour A au cours des quinze années à venir.

Quelques conclusions générales se sont dégagées de cette analyse :

- 1^o Le travail n'a de sens qu'entre pays qui présentent un minimum de comparabilité quant au niveau de développement et à la structure économique. Pour cette raison, on a dû, dans beaucoup de cas, exclure de la comparaison l'Italie dont l'économie énergétique a, pendant la période de référence, présenté des caractéristiques très particulières.
- 2^o Pour les autres pays, les différences relevées en ce qui concerne l'élasticité de la consommation d'énergie et le taux de variation de la consommation unitaire semblent être liées aux rythmes divergents de croissance économique. Comme les prévisions font entrevoir des taux de croissance plus convergents, il a semblé raisonnable d'asseoir les prévisions énergétiques sur un rapprochement des élasticités et des consommations unitaires.

Toutes les considérations qui viennent d'être énoncées montrent que, dans l'établissement des prévisions, de nombreux éléments technico-économiques se sont ajoutés à l'utilisation d'ajustements statistiques. Au lieu de s'en remettre à l'extrapolation mécanique de ces ajustements, on a tenté d'établir des critères de choix entre les résultats, parfois bien divergents, de l'extrapolation des diverses relations. Les prévisions finalement retenues impliquent souvent des modifications assez sensibles dans les valeurs des paramètres. Dans les annexes qui suivent, on trouvera nombre d'exemples de ce genre ainsi que l'argumentation particulière qui a conduit à opérer ces modifications.

Section III

La synthèse des différentes prévisions

Les tableaux 1 et 2 décrits à la section I, point B, ont constitué le cadre dans lequel ont été effectuées la synthèse et l'harmonisation des différentes prévisions particulières. Au cours de cette opération finale, la vraisemblance des résultats obtenus a été examinée sous deux aspects :

- a) La vraisemblance de la *structure* des besoins énergétiques qui se dégage de la juxtaposition des prévisions par secteur;
- b) La vraisemblance du *total* des besoins qui découle de l'agrégation de ces prévisions.

Pour ce travail, on a d'emblée admis une préférence pour les résultats des études par secteur par rapport aux extrapolations globales. Bien que les deux types d'estimation se placent dans le même contexte économique général, plusieurs facteurs peuvent conduire à des différences assez sensibles entre les résultats que donne l'addition des études par secteur et ceux auxquels aboutissent *certaines* extrapolations globales : d'abord, les prévisions par secteur peuvent traduire des *modifications de structure de l'économie* qui restent masquées dans une analyse globale où l'évolution des besoins d'énergie est liée à un indicateur tout à fait global du développement économique : produit national ou production industrielle. Dans le cadre de la présente étude, cette possibilité était limitée puisque les perspectives d'expansion générale n'avaient pas été ventilées de façon détaillée et n'explicitaient donc pas les modifications de structure attendues. Un cas doit cependant être mentionné : à l'opposé de la période de référence, la part de la sidérurgie dans l'ensemble de l'économie aura tendance à décroître dans plusieurs pays de la Communauté.

Le phénomène se répercutera sur les prévisions énergétiques par secteur — où la sidérurgie a été distinguée — mais ne peut pas s'exprimer dans les prévisions globales.

En second lieu, des divergences entre extrapolations globales et prévisions sectorielles peuvent être dues à des *facteurs spécifiquement énergétiques*. Des informations technico-économiques directes, utilisées dans les prévisions sectorielles, ont donné des indications concernant des coefficients techniques importants comme la mise au mille de coke et les limites techniques imposées à la réduction de certaines consommations unitaires. En outre, l'analyse statistique de la consommation dans certains secteurs (par exemple, le secteur domestique) a montré que certaines consommations évoluent de façon assez

autonome par rapport à l'expansion économique. C'est notamment le cas de la consommation électrique.

Tous ces facteurs ne peuvent pas ou ne peuvent que très imparfaitement être pris en considération dans une analyse globale.

Enfin, des divergences entre les résultats peuvent résulter tout simplement des *méthodes de prévision* sans supposer nécessairement des différences de fond sur l'évolution énergétique. La gamme des méthodes et équations disponibles étant nécessairement plus limitée dans l'analyse globale que dans l'analyse par secteur, il peut en résulter des écarts dans les résultats chiffrés.

Toutes ces considérations ont conduit à attacher plus d'importance aux résultats déduits des prévisions sectorielles. Ceci semblait d'autant plus justifié que les extrapolations globales donnaient parfois des résultats très divergents selon les équations envisagées. Il est vrai que le même phénomène s'est manifesté au niveau des prévisions de certains secteurs particuliers, comme celui des autres industries, mais, dans ce dernier cas, il n'influa pas de façon aussi décisive sur l'évaluation du *total* des besoins d'énergie dans l'économie.

Une préférence ayant été admise pour l'approche sectorielle, on a étudié en premier lieu la *vraisemblance de la structure* des besoins énergétiques qui se dégage de la juxtaposition des prévisions par secteur. Dans ce domaine, on a examiné :

- l'évolution dans le temps, pour un même pays, du rapport entre la consommation d'un secteur donné et celle d'autres secteurs ou de l'ensemble de l'économie;
- subsidiairement, l'évolution de cette proportion dans un pays donné par rapport à la tendance retenue pour les *autres pays* de la Communauté.

En général, ces comparaisons n'ont pas donné beaucoup d'indications décisives sur la vraisemblance des chiffres. L'évolution tracée par les chiffres retenus s'est avérée plausible, mais des évolutions quelque peu différentes auraient pu être considérées comme tout aussi probables.

Certaines retouches ont cependant été apportées notamment aux chiffres relatifs aux consommations des producteurs d'énergie. Elles ont même conduit à de légères modifications des besoins totaux.

Des totaux ayant été obtenus par addition des estimations par secteur, on a, en second lieu, examiné la *vraisemblance de ces chiffres globaux*. Dans ce contexte, les vérifications suivantes ont été effectuées :

- confrontation des chiffres obtenus avec les résultats des extrapolations globales,

- subsidiairement, analyse de l'évolution dans le temps de la consommation *par habitant* qu'impliquaient les chiffres retenus;
- comparaison des niveaux de consommation par habitant prévus pour 1970 ou 1975 à ceux des autres pays de la Communauté ou à celui de pays plus avancés comme les États-Unis;
- analyse de la part de chaque pays dans le total de la Communauté.

En général, les études par secteur ont eu tendance à donner des estimations plus élevées que celles qu'on aurait été tenté de déduire de l'interprétation des extrapolations globales. Pour les besoins en énergie primaire, où cette tendance est nette, le phénomène est principalement dû au secteur des centrales électriques qui, en raison de la rapide expansion des besoins d'électricité, n'augmente pas seulement sa part dans l'ensemble des besoins primaires, mais contribuera progressivement à imprimer à l'évolution de ces besoins un rythme plus élevé que celui suggéré par l'extrapolation globale.

De même que pour l'analyse de la structure des besoins, la portée des vérifications effectuées ne doit pas être exagérée : l'évolution retenue a semblé plausible, mais des développements quelque peu différents auraient tout aussi bien pu être acceptés. Ceci est notamment dû au fait que les extrapolations globales, utilisées comme moyens de recoupement, donnaient parfois des résultats très différents selon les équations envisagées et que la comparaison internationale entre les niveaux de consommation était rendue difficile par d'énormes différences dans les niveaux de départ, surtout lorsqu'il s'agissait de faire la comparaison avec les États-Unis.

En définitive, les analyses faites dans le cadre des opérations de synthèse n'ont incité à faire que des retouches légères aux résultats donnés par les études par secteur. La vraisemblance du résultat final continue donc de dépendre essentiellement de la qualité des prévisions particulières. L'ensemble des estimations doit être interprété non comme la répartition par secteur d'un total déterminé préalablement par une extrapolation globale, mais comme l'agrégation d'une série de prévisions par secteur.

ANNEXE 2

Les besoins totaux d'énergie

SOMMAIRE

<i>Section I: LE REGROUPEMENT DES ESTIMATIONS PAR SECTEUR</i>	231
A — Généralités	231
B — Le tableau de synthèse	231
<i>Section II: LES BESOINS TOTAUX D'ÉNERGIE ET LEUR STRUCTURE</i>	240
A — La vraisemblance de la structure par secteur	240
B — La vraisemblance du chiffre de besoins totaux	242
Appendice 1 : <i>Complément aux estimations par secteur - La consommation du secteur énergie</i> ...	251
Consommation d'énergie non électrique des producteurs d'énergie, pertes à la transformation et à la distribution	252
a) Évolution 1950-1960	252
b) Prévisions 1970	253
Appendice 2 : <i>Séries rétrospectives de la consommation totale d'énergie (avec ventilation par forme d'énergie primaire)</i>	257
Appendice 3 : <i>Résultats des ajustements relatifs à la consommation totale d'énergie</i>	261

Liste des tableaux

1 à 7 A — Besoins intérieurs totaux d'énergie (en millions de tec)	233
B — Besoins intérieurs totaux d'énergie (en %)	233
8 — Les besoins intérieurs totaux selon l'addition des analyses par secteur	243
9 — Coefficients des ajustements globaux calculés sur la période 1950-1960	244
10 — Comparaison de l'addition des estimations par secteur et des extrapolations globales — 1960-1970 — Taux d'accroissement annuel moyen	245
11 — Élasticités par rapport au PNB 1950-1960 et 1960-1970	248
12 — Consommation par habitant (en kg équivalent charbon)	249

La présente annexe regroupe les estimations des besoins d'énergie par secteur et vise à examiner la vraisemblance du total et de la structure de la consommation d'énergie qui se dégage de la juxtaposition et de l'agrégation de ces estimations.

Section I

Le regroupement des estimations par secteur

A — Généralités

Les estimations par secteur ont été regroupées dans le cadre d'ensemble décrit à l'annexe 1 (tableau 1).

Pour les chiffres *prospectifs*, les données insérées proviennent des sources suivantes :

Secteur	Source
1. Consommation des producteurs primaires, pertes à la transformation et à la distribution	Estimation complémentaire (exposée en appendice)
2. Sidérurgie	Annexe 3
3. Autres industries	Annexe 4
4. Transports	Annexe 5
5. Secteur domestique	Annexe 6
6. Centrales électriques	Annexe 8

B — Le tableau de synthèse

Disposant des résultats par secteur, complétés par une estimation de la consommation du secteur énergie, il est possible de présenter par pays le tableau de synthèse relatif aux besoins intérieurs totaux.

Les tableaux 1 A et 1 B, pour la Communauté, résultent de la consolidation des tableaux par pays.

Toutes les données sont exprimées :

- soit en énergie primaire équivalente, l'unité retenue étant le million de tonnes d'équivalent houille à 7000 kcal par kg,
- soit en % du total des besoins.

Pour la lecture de ces tableaux on se rappellera en outre, comme il a été dit à l'annexe 1, que :

- les consommations de chaque secteur ne comprennent que l'énergie non électrique, les centrales thermiques étant traitées comme consommateur final;
- les productions d'électricité d'origine hydraulique, géothermique, nucléaire ainsi que les importations nettes sont converties en énergie primaire sur la base de la convention $1 \text{ kWh} = 0,4 \text{ kg}$ équivalent charbon;
- le poste compensation pour les bas-produits de la houille est un poste d'ajustement statistique pour ramener la houille consommée dans les centrales à la base « tonne pour tonne » et assurer le rattachement aux statistiques courantes en matière de houille. Ce poste ne comprend que des données rétrospectives. En effet, pour les prévisions, on s'est limité à indiquer les besoins de calories des centrales. Ces besoins peuvent être couverts par de la houille marchande ou des bas-produits, la répartition entre les deux étant difficile à estimer. Il en résulte que, dans la mesure où les besoins des centrales sont couverts par des bas-produits, les estimations 1965, 1970 et 1975 doivent être relevées d'un montant représentant le poste de compensation. Pour certains pays comme la Belgique, cette remarque est importante dans l'interprétation des chiffres de consommation totale.

Tableau 1 — Besoins intérieurs totaux d'énergie (Communauté)

A — En millions de tec

Secteur	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Consommation des producteurs d'énergie, pertes à la transformation et à la distribution ⁽¹⁾	38,2	44,3	43,0	46,7	50,6	57,6
2. Sidérurgie ⁽¹⁾	29,5	42,9	52,0	63,7	77,0	85,6
3. Autres industries ⁽¹⁾	53,1	71,6	87,6	105,8	125,1	143,2
4. Transports ⁽¹⁾	37,6	48,8	59,0	79,8	101,9	127,6
5. Secteur domestique ⁽¹⁾	61,1	86,1	96,5	115,5	133,0	150,5
6. Centrales électriques :						
a) Hydrauliques, nucléaires, importations nettes	19,7	28,8	42,6	48,3	62,1	92,1
b) Thermiques	46,9	60,7	75,5	110,1	150,5	190,4
c) Compensation pour les bas-produits de houille	3,1	5,8	5,1			
Besoins totaux (consommation brute d'énergie primaire)	289,2	389,0	461,3	569,9	700,2	847,0

B — En %

1. Consommation des producteurs d'énergie, pertes à la transformation et à la distribution ⁽¹⁾	13,2	11,4	9,3	8,2	7,2	6,8
2. Sidérurgie ⁽¹⁾	10,2	11,0	11,3	11,2	11,0	10,1
3. Autres industries ⁽¹⁾	18,4	18,4	19,0	18,6	17,9	16,9
4. Transports ⁽¹⁾	13,0	12,6	12,8	14,0	14,5	15,1
5. Secteur domestique ⁽¹⁾	21,1	22,1	20,9	20,2	19,0	17,8
6. Centrales électriques :						
a) Hydrauliques, nucléaires, importations nettes	6,8	7,4	9,2	8,5	8,9	10,9
b) Thermiques	16,2	15,6	16,4	19,3	21,5	22,4
c) Compensation pour les bas-produits de houille	1,1	1,5	1,1			
Besoins totaux (consommation brute d'énergie primaire)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

⁽¹⁾ Sans électricité.

Tableau 2 — Besoins totaux d'énergie (Allemagne)

A — En millions de tec

Secteur	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Consommation des producteurs primaires, pertes à la transformation et à la distribution ⁽¹⁾	25,6	27,4	24,3	20,7	20,9	21,8
2. Sidérurgie ⁽¹⁾	14,5	21,2	25,0	27,9	33,5	37,6
3. Autres industries ⁽¹⁾	22,3	33,3	36,4	41,0	45,8	50,9
4. Transports ⁽¹⁾	14,8	20,2	23,9	31,4	38,2	46,1
5. Secteur domestique ⁽¹⁾	23,5	39,2	43,5	50,5	55,9	60,0
6. Centrales électriques :						
a) Hydrauliques, nucléaires, importations nettes	3,8	5,3	6,9	7,7	11,4	20,4
b) Thermiques	24,5	33,4	45,3	59,3	76,2	92,9
c) Compensation pour les bas-produits de houille	—	0,9	—			
Besoins totaux (consommation brute d'énergie primaire)	129,0	180,9	205,3	238,5	281,9	329,7

B — En %

1. Consommation des producteurs primaires, pertes à la transformation et à la distribution ⁽¹⁾	19,9	15,1	11,8	8,7	7,4	6,6
2. Sidérurgie ⁽¹⁾	11,2	11,7	12,2	11,7	11,9	11,4
3. Autres industries ⁽¹⁾	17,3	18,4	17,7	17,2	16,3	15,4
4. Transports ⁽¹⁾	11,5	11,2	11,6	13,2	13,6	14,0
5. Secteur domestique ⁽¹⁾	18,2	21,7	21,2	21,2	19,8	18,2
6. Centrales électriques :						
a) Hydrauliques, nucléaires, importations nettes	2,9	2,9	3,4	3,2	4,0	6,2
b) Thermiques	19,0	18,5	22,1	24,8	27,0	28,2
c) Compensation pour les bas-produits de houille	—	0,5	—			
Besoins totaux (consommation brute d'énergie primaire)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

⁽¹⁾ Sans électricité.

Tableau 3 — Besoins totaux d'énergie (Belgique)

A — En millions de tec

Secteur	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Consommation des producteurs primaires, pertes à la transformation et à la distribution ⁽¹⁾	2,2	3,0	3,0	3,3	3,8	4,3
2. Sidérurgie ⁽¹⁾	2,8	4,2	4,7	5,9	7,2	7,6
3. Autres industries ⁽¹⁾	5,3	5,3	4,7	5,2	5,8	6,5
4. Transports ⁽¹⁾	3,1	3,6	3,7	4,6	5,3	6,3
5. Secteur domestique ⁽¹⁾	8,9	9,9	9,4	10,4	10,6	10,9
6. Centrales électriques :						
a) Hydrauliques, nucléaires, importations nettes	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,9
b) Thermiques	5,2	5,8	6,3	7,6	9,4	11,4
c) Compensation pour les bas-produits de houille	0,8	1,6	2,0			
Besoins totaux (consommation brute d'énergie primaire)	28,4	33,5	33,9	37,1	42,4	47,9

B — En %

1. Consommation des producteurs primaires, pertes à la transformation et à la distribution ⁽¹⁾	7,7	9,0	8,8	8,9	9,0	9,0
2. Sidérurgie ⁽¹⁾	9,9	12,5	13,9	15,9	17,0	15,9
3. Autres industries ⁽¹⁾	18,7	15,8	13,9	14,0	13,7	13,6
4. Transports ⁽¹⁾	10,9	10,7	10,9	12,4	12,5	13,2
5. Secteur domestique ⁽¹⁾	31,3	29,6	27,7	28,0	24,9	22,7
6. Centrales électriques :						
a) Hydrauliques, nucléaires, importations nettes	0,4	0,3	0,3	0,3	0,7	1,9
b) Thermiques	18,3	17,3	18,6	20,5	22,2	23,7
c) Compensation pour les bas-produits de houille	2,8	4,8	5,9			
Besoins totaux (consommation brute d'énergie primaire)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

⁽¹⁾ Sans électricité.

Tableau 4 — Besoins totaux d'énergie (France)

A — En millions de tec

Secteur	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Consommation des producteurs primaires, pertes à la transformation et à la distribution ⁽¹⁾	6,2	7,9	8,9	11,5	12,9	16,0
2. Sidérurgie ⁽¹⁾	8,1	11,1	13,7	17,0	20,8	23,3
3. Autres industries ⁽¹⁾	15,9	18,5	23,4	27,7	32,0	36,4
4. Transports ⁽¹⁾	13,3	15,4	17,2	21,7	26,2	32,5
5. Secteur domestique ⁽¹⁾	18,5	23,2	26,0	31,8	37,8	44,6
6. Centrales électriques :						
a) Hydrauliques, nucléaires, importations nettes	6,7	10,3	16,4	18,2	24,0	33,2
b) Thermiques	11,7	13,0	13,5	23,1	33,0	45,0
c) Compensation pour les bas-produits de houille	2,1	3,0	2,8			
Besoins totaux (consommation brute d'énergie primaire)	82,5	102,4	121,9	151,0	186,7	231,0

B — En %

1. Consommation des producteurs primaires, pertes à la transformation et à la distribution ⁽¹⁾	7,5	7,7	7,3	7,6	6,9	6,9
2. Sidérurgie ⁽¹⁾	9,8	10,9	11,2	11,2	11,1	10,1
3. Autres industries ⁽¹⁾	19,3	18,1	19,2	18,3	17,1	15,8
4. Transports ⁽¹⁾	16,1	15,0	14,1	14,4	14,0	14,1
5. Secteur domestique ⁽¹⁾	22,5	22,7	21,3	21,1	20,3	19,3
6. Centrales électriques :						
a) Hydrauliques, nucléaires, importations nettes	8,1	10,1	13,5	12,1	12,9	14,4
b) Thermiques	14,2	12,7	11,1	15,3	17,7	19,4
c) Compensation pour les bas-produits de houille	2,5	2,9	2,3			
Besoins totaux (consommation brute d'énergie primaire)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

⁽¹⁾ Sans électricité.

Tableau 5 — Besoins totaux d'énergie (Italie)

A — En millions de tec

Secteur	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Consommation des producteurs primaires, pertes à la transformation et à la distribution ⁽¹⁾	1,1	2,4	3,0	5,1	7,1	9,3
2. Sidérurgie ⁽¹⁾	1,5	2,8	3,9	7,1	9,0	10,2
3. Autres industries ⁽¹⁾	5,8	9,8	17,1	24,9	33,0	39,2
4. Transports ⁽¹⁾	3,8	6,5	9,8	16,1	24,1	32,4
5. Secteur domestique ⁽¹⁾	3,4	5,8	9,1	13,1	18,0	23,2
6. Centrales électriques :						
a) Hydrauliques, nucléaires, importations nettes	9,2	13,1	19,2	21,6	25,4	35,6
b) Thermiques	1,3	2,5	3,4	11,0	19,9	25,9
c) Compensation pour les bas-produits de houille	0,1	0,1	0,1			
Besoins totaux (consommation brute d'énergie primaire)	26,2	43,0	65,6	98,9	136,5	175,8

B — En %

1. Consommation des producteurs primaires, pertes à la transformation et à la distribution ⁽¹⁾	4,2	5,6	4,6	5,2	5,2	5,3
2. Sidérurgie ⁽¹⁾	5,7	6,5	5,9	7,2	6,6	5,8
3. Autres industries ⁽¹⁾	22,1	22,8	26,0	25,2	24,2	22,3
4. Transports ⁽¹⁾	14,5	15,1	14,9	16,3	17,6	18,4
5. Secteur domestique ⁽¹⁾	13,0	13,5	13,9	13,2	13,2	13,2
6. Centrales électriques :						
a) Hydrauliques, nucléaires, importations nettes	35,1	30,5	29,3	21,8	18,6	20,3
b) Thermiques	5,0	5,8	5,2	11,1	14,6	14,7
c) Compensation pour les bas-produits de houille	0,4	0,2	0,2			
Besoins totaux (consommation brute d'énergie primaire)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

⁽¹⁾ Sans électricité.

Tableau 6 — Besoins totaux d'énergie (Luxembourg)

A — En millions de tec

Secteur	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Consommation des producteurs primaires, pertes à la transformation et à la distribution ⁽¹⁾ ⁽²⁾	0,21	0,19	0,27	0,28	0,29	0,30
2. Sidérurgie ⁽¹⁾	1,86	2,58	2,96	3,54	3,61	3,79
3. Autres industries ⁽¹⁾	0,06	0,10	0,11	0,12	0,14	0,16
4. Transports ⁽¹⁾	0,16	0,16	0,17	0,25	0,30	0,40
5. Secteur domestique ⁽¹⁾	0,24	0,30	0,36	0,42	0,49	0,52
6. Centrales électriques :						
a) Hydrauliques, nucléaires, importations nettes	—	—	—	0,68	0,92	1,12
b) Thermiques	0,46	0,63	0,76	0,81	0,86	0,84
c) Compensation pour les bas-produits de houille	—	—	—			
Besoins totaux (consommation brute d'énergie primaire)	2,99	3,96	4,63	6,10	6,61	7,13

B — En %

1. Consommation des producteurs primaires, pertes à la transformation et à la distribution ⁽¹⁾	7,0	4,8	5,8	4,6	4,4	4,2
2. Sidérurgie ⁽¹⁾	62,2	65,2	63,9	58,0	54,7	53,2
3. Autres industries ⁽¹⁾	2,0	2,5	2,4	2,0	2,1	2,2
4. Transports ⁽¹⁾	5,4	4,0	3,7	4,1	4,5	5,6
5. Secteur domestique ⁽¹⁾	8,0	7,6	7,8	6,9	7,4	7,3
6. Centrales électriques :						
a) Hydrauliques, nucléaires, importations nettes	—	—	—	11,1	13,9	15,7
b) Thermiques	15,4	15,9	16,4	13,3	13,0	11,8
c) Compensation pour les bas-produits de houille	—	—	—			
Besoins totaux (consommation brute d'énergie primaire)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

⁽¹⁾ Sans électricité.⁽²⁾ Y compris la consommation pour pompage.

Tableau 7 — Besoins totaux d'énergie (Pays-Bas)

A — En millions de tec

Secteur	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Consommation des producteurs primaires, pertes à la transformation et à la distribution ⁽¹⁾	2,6	3,3	3,5	5,8	5,6	5,9
2. Sidérurgie ⁽¹⁾	0,7	1,1	1,8	2,3	2,9	3,1
3. Autres industries ⁽¹⁾	3,6	4,5	5,8	6,9	8,4	10,0
4. Transports ⁽¹⁾	2,4	2,9	4,1	5,7	7,8	9,9
5. Secteur domestique ⁽¹⁾	6,7	7,7	8,3	9,3	10,2	11,3
6. Centrales électriques :						
a) Hydrauliques, nucléaires, importations nettes	—	0,1	—	—	0,1	0,9
b) Thermiques	4,0	5,4	6,3	8,3	11,1	14,4
c) Compensation pour les bas-produits de houille	—	0,2	0,3			
Besoins totaux (consommation brute d'énergie primaire)	20,0	25,2	30,1	38,3	46,1	55,5

B — En %

1. Consommation des producteurs primaires, pertes à la transformation et à la distribution ⁽¹⁾	13,0	13,1	14,9	15,1	12,2	10,6
2. Sidérurgie ⁽¹⁾	3,5	4,4	6,0	6,0	6,3	5,6
3. Autres industries ⁽¹⁾	18,0	17,9	15,9	18,0	18,2	18,0
4. Transports ⁽¹⁾	12,0	11,5	13,6	14,9	16,9	17,8
5. Secteur domestique ⁽¹⁾	33,5	30,5	27,6	24,3	22,1	20,4
6. Centrales électriques :						
a) Hydrauliques, nucléaires, importations nettes	—	0,4	—	—	0,2	1,6
b) Thermiques	20,0	21,4	21,0	21,7	24,1	26,0
c) Compensation pour les bas-produits de houille	—	0,1	1,0			
Besoins totaux (consommation brute d'énergie primaire)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

⁽¹⁾ Sans électricité.

Section II

Les besoins totaux d'énergie et leur structure

A — La vraisemblance de la structure par secteur

On s'est limité à regarder si, pour un pays donné, l'évolution future de la part de chaque secteur prolongeait la tendance relevée au cours de la période 1950-1960 et comment cette évolution se comparait avec celle des autres pays. Lorsque des particularités se présentaient, on s'est demandé si elles pouvaient être expliquées à l'aide de considérations économiques.

Dans l'ensemble, la structure de la consommation, telle qu'elle se dégageait de la juxtaposition des analyses par secteur, a été considérée comme plausible. Mais des évolutions quelque peu différentes auraient pu être jugées tout aussi probables (voir annexe 1) ⁽¹⁾.

Selon l'analyse sectorielle, la structure des besoins totaux d'énergie se modifierait assez nettement au cours des années à venir ⁽²⁾.

Quelques orientations principales peuvent être brièvement esquissées pour la Communauté sur la base des tableaux 1 A et 1 B.

1. *Augmentation rapide des besoins des centrales thermiques et des transports* dont la part dans le total augmenterait sensiblement. La première de ces tendances s'explique par le jeu de deux facteurs : l'expansion rapide des besoins d'électricité et l'épuisement des ressources hydrauliques. Comme le montre l'annexe 8, l'accroissement des besoins d'énergie primaire entraînés par l'expansion des besoins d'électricité se concentrerait jusqu'en 1970 auprès des centrales thermiques classiques tandis que, après 1970, les centrales nucléaires pourraient également contribuer de façon significative à la couverture des besoins supplémentaires.

⁽¹⁾ Ceci est d'autant plus vrai que dans l'analyse on a surtout regardé l'évolution de la part de chaque secteur. Or, une très légère variation de cette part correspond, surtout au niveau de la Communauté, à une variation sensible en valeurs absolues (en 1960, une variation d'un point dans une part correspondait à près de 5 millions de tec, en 1970, à 7 millions de tec).

⁽²⁾ Les modifications seraient plus sensibles et rapides pour les besoins totaux d'énergie que pour les besoins d'électricité considérés séparément à l'annexe 7.

Pour les transports, la tendance à l'augmentation de la part du secteur est évidemment liée au développement rapide de la demande de carburants, notamment dans les transports routiers. Au cours des années à venir, cette tendance sera de moins en moins neutralisée par les économies d'énergie réalisées dans les chemins de fer avec l'élimination de la traction vapeur.

2. *Réduction limitée de la part de la consommation (non électrique) de la sidérurgie, des autres industries et du secteur domestique*: Cette orientation est plausible compte tenu des perspectives en matière

- *d'activité industrielle et sidérurgique*: ralentissement de l'expansion par rapport à la période de référence;
- *de consommation unitaire*: il s'agit de secteurs où il reste une marge importante pour l'amélioration des rendements;
- *d'évolution des besoins domestiques*: saturation progressive des besoins thermiques.

3. *Réduction nette de la part des producteurs d'énergie* sous l'influence de la stagnation de l'activité de certains producteurs, d'une part, et de la réduction de l'autoconsommation et des pertes, d'autre part.

Lorsqu'on transpose cette analyse au niveau des pays, deux éléments supplémentaires interviennent :

1° *Les particularités de chaque pays*

Parmi celles-ci citons :

- L'augmentation particulièrement sensible de la part des *centrales thermiques* en Italie et en France, c'est-à-dire dans les pays où jusqu'à présent la part des centrales hydrauliques était importante.
- Les évolutions divergentes de pays à pays en ce qui concerne la *sidérurgie*. A l'opposé de la tendance prépondérante au niveau de la Communauté, la part de ce secteur continuerait à croître, du moins au cours des toutes premières années, en Belgique, en Italie et aux Pays-Bas. Dans le premier de ces pays, cette évolution s'explique en fonction de la mise en marche de nouvelles installations déjà en cours de construction. Quant aux deux autres, il s'agit des pays à sidérurgie « jeune » où le phénomène de ralentissement se manifesterait probablement plus tard.
- Les évolutions divergentes de pays à pays en ce qui concerne les consommations du *secteur énergie* lui-même. Aux Pays-Bas et en Italie, où ce poste comprend surtout les consommations des raffineries, l'évolution est surtout liée à celle de la mise en marche de nouvelles capacités de raffinage. Dans les autres pays, surtout en République fédérale, elle reflète davantage la situation des charbonnages et des cokeries.

2° *Le traitement des bas-produits*

Comme il a été rappelé plus haut, le traitement des bas-produits de la houille est différent dans les données rétrospectives et les estimations prospectives. La distorsion qui en résulte est négligeable au niveau de la Communauté et dans les cas particuliers de la République fédérale, de l'Italie, du Luxembourg et des Pays-Bas. La même chose ne peut pas être affirmée pour la France et surtout pour la Belgique. Les chiffres rétrospectifs comprennent des postes importants pour « compensation pour les bas-produits » qui ne figurent pas dans les estimations prospectives où il s'est avéré impossible de déterminer quelle part les bas-produits représenteraient dans l'approvisionnement des centrales. Pour étudier la vraisemblance de la structure estimée de la consommation d'énergie, il convient de confronter celle-ci avec des données rétrospectives modifiées ne comportant pas de poste d'ajustement pour les bas-produits ⁽¹⁾.

Compte tenu de ces considérations, on n'a pas trouvé dans l'analyse par pays des motifs péremptoires pour modifier les estimations de l'étude par secteur.

Certes, on aurait pu apporter de légères modifications à quelques endroits. On y a renoncé parce que les orientations principales au niveau de la Communauté étaient parfaitement plausibles et parce qu'on n'a pas voulu rompre, par des modifications mineures, l'homogénéité de certaines études par secteur.

B — La vraisemblance du chiffre de besoins totaux

a) *Généralités*

Comme dernière étape, on a étudié la plausibilité du total auquel aboutissent les estimations par secteur. Les chiffres figurent par pays au tableau 8.

⁽¹⁾ Le tableau suivant montre l'importance de cette remarque pour la Belgique.

Structure de la consommation d'énergie en Belgique (en %)

Secteur	Avec compensation bas-produits	1960	1970
		Sans compensation	Sans compensation
Secteur énergie	8,8	9,4	9,0
Sidérurgie	13,9	14,8	17,0
Autres industries	13,9	14,8	13,7
Transports	10,9	11,6	12,5
Secteur domestique	27,7	29,4	24,9
Centrales électriques :			
a) Hydrauliques	0,3	0,3	0,7
b) Thermiques	18,6	19,7	22,2
c) Compensations bas-produits	5,9	—	—
Total	100,0	100,0	100,0

Tableau 8 — Les besoins intérieurs totaux selon l'addition des analyses par secteur (en millions de tec)

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	129,0	180,9	205,3	238,5	281,9	329,7
Belgique	28,4	33,5	33,9	37,1	42,4	47,9
France	82,5	102,4	121,9	151,0	186,7	231,0
Italie	26,2	43,0	65,6	98,9	136,5	175,8
Luxembourg	2,99	3,96	4,63	6,10	6,61	7,13
Pays-Bas	20,0	25,2	30,1	38,3	46,1	55,5
Communauté	289,2	389,0	461,3	569,9	700,2	847,0

Ces chiffres ont été comparés aux résultats de l'extrapolation d'une série d'ajustements calculés directement pour les besoins *totaux* sur la période 1950-1960. On a regardé où se situait la somme des estimations par secteur dans l'éventail des résultats donnés par les extrapolations globales.

b) *Les ajustements relatifs aux besoins totaux d'énergie*

Les ajustements calculés comportent, d'une part, une série de chroniques relatives à la consommation totale et unitaire d'énergie, d'autre part, une série de corrélations avec le PNB et la PI. Le schéma suivant énumère les ajustements effectués.

Les ajustements relatifs à la consommation d'énergie primaire

Variable expliquée	Variable explicative	Forme de la fonction	N° de la relation
A. Consommation d'énergie primaire	1. Temps (trend)	Linéaire $E_p = a + bt$ Exponentielle $E_p = k(1+r)^t$ $E_p = k(PNB)^\alpha$	I
	2. Produit national		II
	3. Produit national et temps	$E_p = k(PNB)^\alpha(1+r)^t$	III
	4. Production industrielle	$E_p = k(PI)^\alpha$	IV
	5. Production industrielle et temps	$E_p = k(PI)^\alpha(1+r)^t$	V
B. Consommation unitaire			
a) Par unité de PNB $\frac{E_p}{PNB}$	Temps	$\frac{E_p}{PNB} = k(1+r)^t$	VII
b) Par unité de PI $\frac{E_p}{PI}$	Temps	$\frac{E_p}{PI} = k(1+r)^t$	VIII
C. Consommation par habitant $\frac{E_p}{N}$	Temps	$\frac{E_p}{N} = k(1+r)^t$	IX

Le tableau 9 regroupe les principaux coefficients qu'on peut déduire de ces calculs.

Tableau 9 — Coefficients des ajustements globaux calculés sur la période 1950-1960

	Allemagne (R.F.)	Belgique	France	Italie	Pays-Bas	Communauté
I. Taux moyen de variation (r) (en % par an)						
PNB	7,4	2,7	4,3	5,9	4,9	5,5
E_p	4,1	1,2	3,6	8,7	3,9	4,2
E_p/PNB	— 3,1	— 1,6	— 0,6	+ 2,8	— 1,0	— 1,2
E_p/PI	— 4,6	— 1,8	— 2,6	+ 0,4	— 1,8	— 3,1
E_p/N	3,0	0,6	2,7	8,2	2,6	3,3
II. Élasticité dans les relations à une variable explicative. Par rapport à :						
PNB	0,58	0,51	0,86	1,49	0,80	0,78
PI	0,47	0,53	0,58	1,06	0,67	0,58
III. Élasticité et coefficient de trend dans les relations à deux variables explicatives						
a) Élasticité par rapport au PNB	1,82	2,79	2,74	2,00	0,80	2,79
Coefficient de trend (en % par an)	— 8,5	— 6,1	— 8,3	— 2,8	+ 0,1	— 10,3
b) Élasticité par rapport à PI	1,06	1,18	0,75	1,21	0,51	1,47
Coefficient de trend (en % par an)	— 5,1	— 20,8	— 1,1	— 1,2	+ 0,9	— 6,2

Ce tableau met en relief une série de caractéristiques des ajustements et aussi de l'évolution énergétique 1950-1960 :

- 1° Croissance des besoins totaux d'énergie primaire moins rapide que l'expansion économique générale et, en conséquence, élasticité de ces besoins par rapport au PNB et à la PI inférieure à l'unité. Mais l'Italie constitue ici l'exception marquante. Alors que pour les autres pays les élasticités par rapport au PNB se situent dans la fourchette 0,5-0,8 et celles par rapport à la PI dans la zone 0,4-0,7, elles s'élèvent, pour l'Italie, à respectivement 1,49 et 1,06.
- 2° Coefficients souvent erratiques dans les relations à deux variables explicatives en raison de l'incidence de la multicollinéarité. Ces coefficients ne sont pas susceptibles d'être interprétés selon des considérations d'ordre économique. Ils ne peuvent pas servir de base d'extrapolation.

3° Aucune homogénéité de pays à pays des taux de variation de la consommation unitaire.

Étant donné que ces consommations unitaires sont calculées par rapport à des indicateurs très globaux (PNB et PI), les variations de ces rapports ne comprennent pas uniquement des réductions de « consommation spécifique » de chaque secteur mais aussi les effets entraînés par les variations de structure. A la lecture des coefficients, deux constatations s'imposent :

- a) La position exceptionnelle de l'Italie, relevée ci-dessus sous 1, se retrouve dans des taux de variation *positifs* de consommation unitaire;
- b) Pour quelques pays, il semble exister un certain lien entre le taux de croissance économique et l'intensité des économies d'énergie. Plus la croissance économique est forte, plus les économies d'énergie sont sensibles.

c) *Comparaison des estimations par secteur et des extrapolations globales*

Le tableau 10 confronte les résultats obtenus par la méthode sectorielle avec les chiffres des principales extrapolations globales. Parmi celles-ci nous n'avons pas repris ici les ajustements comportant deux variables explicatives. Comme nous l'avons vu, les coefficients de ces ajustements sont trop erratiques pour être utilisés à des fins de prévisions. D'autre part, un souci d'homogénéité nous a conduits à retenir dans le tableau le même type d'ajustement pour tous les pays. Bien qu'en général les trois relations retenues puissent être considérées comme les plus représentatives, pour l'un ou l'autre pays la qualité statistique ou la signification économique de tel ou tel ajustement reste médiocre. Dans ce cas, le lecteur se reportera aux tableaux en appendice pour le résultat complet de tous les ajustements.

Tableau 10 — Comparaison de l'addition des estimations par secteur et des extrapolations globales — 1960-1970 — Taux d'accroissement annuel moyen

Pays	PNB		Extrapolation II $E_p = k(1+r)^t$	Extrapolation III $E_p = k(PNB)^\alpha$	Extrapolation VII $\frac{E_p}{PNB} = \frac{1}{k(1+r)^t}$	Somme des estimations par secteur
	1950-1960 rappel	1960-1970				
Allemagne (R.F.)	7,4	4,2	4,3	2,6	1,1	3,2
Belgique	2,7	3,9	1,2	2,1	2,2	2,3
France	4,3	5,0	3,7	4,4	4,4	4,4
Italie	5,4	5,8	8,4	8,7	8,7	7,6
Luxembourg			3,1	3,6 ⁽¹⁾	3,3 ⁽¹⁾	4,0
Pays-Bas	4,9	4,6	3,8	3,6	3,5	4,4
Communauté	5,5	4,7	4,2	3,7	3,5	4,2

(¹) Variable explicative : production industrielle.

Ce tableau montre que la compatibilité entre l'analyse sectorielle et l'analyse globale n'est pas immédiatement acquise. Ce n'est que pour la République fédérale que l'estimation par secteur se situe à l'intérieur de la fourchette constituée par l'extrapolation. Dans ces conditions, il faut examiner la plausibilité des chiffres pays par pays. Nous regrouperons cependant les cas où on s'attend à un changement notable dans le rythme d'expansion économique (Allemagne et Belgique), ceux pour lesquels on envisage un rythme de croissance analogue à celui de la période de référence (Pays-Bas et Italie, du moins jusqu'en 1970), et enfin un cas intermédiaire : la France. On n'examinera pas ici le Luxembourg où les extrapolations globales ont peu de signification. L'évolution doit y être analysée sur la base de l'étude par secteur en raison de la prépondérance de la consommation de la sidérurgie.

— Allemagne (R.F.) et Belgique

Dans le premier de ces pays, la période de référence a été caractérisée, comme nous l'avons vu, par deux phénomènes :

- un rythme de croissance économique rapide;
- des économies d'énergie considérables.

Dans une certaine mesure, ces deux éléments semblent avoir été liés l'un à l'autre, la réduction de consommation unitaire n'étant pas indépendante du mouvement de reconstruction et de renouvellement des équipements.

Pour les années à venir, on envisage un net ralentissement de l'expansion générale, ce qui devrait avoir comme effet direct de freiner l'expansion des besoins d'énergie. Dans ces conditions, les résultats de l'extrapolation II doivent être considérés comme un maximum.

D'autre part, du ralentissement de l'expansion on peut envisager un effet indirect sous la forme d'un ralentissement dans le rythme auquel se réalisent les économies d'énergie. Dès lors, les résultats des extrapolations III et VII qui admettent des coefficients invariables peuvent être considérés comme des minima. Dans ces conditions, l'estimation sectorielle, qui se situe à l'intérieur de la fourchette que nous venons de décrire, apparaît plausible.

Le raisonnement inverse peut être développé pour la Belgique où on s'attend à une accélération de l'expansion économique. On devrait donc s'étonner de trouver pour l'analyse sectorielle un taux d'accroissement de 2,3% dépassant la limite supérieure de la fourchette. Il n'y a pourtant ici qu'une incohérence apparente qui disparaît à la lecture des tableaux complets figurant en appendice. En effet, la qualité statistique des ajustements avec le PNB (relations III et VII) est médiocre et, pour ce pays, il faut leur préférer les relations où figure comme variable explicative la production industrielle. Or, la relation, fondée sur le rapport entre consommation d'énergie et PI, implique un taux d'accroissement de 2,8% par an. Dans cette pers-

pective, l'estimation par secteur se place, comme on l'attendait, à l'intérieur de la fourchette. On doit même faire remarquer que ce taux d'accroissement est artificiellement sous-estimé par suite de la distorsion introduite dans le traitement des bas-produits (voir ci-dessus).

— Italie et Pays-Bas

Dans ces deux pays, où, du moins jusqu'en 1970, le rythme de croissance économique ne serait en moyenne pas très différent de celui de la période de référence, l'analyse sectorielle conduit à des résultats se situant en dehors de la fourchette formée par les extrapolations globales.

Le cas de l'Italie s'explique facilement en fonction du caractère tout à fait particulier du développement de la consommation d'énergie dans ce pays au cours de la période de référence. L'élasticité de la consommation d'énergie par rapport au PNB s'est élevée presque au double de l'élasticité communautaire. Dans l'étude par secteur, et notamment pour les autres industries (voir annexe 4), on a supposé que progressivement une certaine normalisation se produirait au fur et à mesure que les différences par rapport aux autres pays en matière de degré d'industrialisation s'amenuisaient. Il semble donc parfaitement logique de ne pas projeter sur les quinze années à venir le développement de la consommation d'énergie de la décennie 1950-1960 mais d'admettre une réduction progressive dans le taux d'accroissement.

La plausibilité du chiffre donnée par l'analyse sectorielle pour les Pays-Bas est moins évidente. L'analyse de la situation énergétique de ce pays ne donne pas de raisons générales pour un développement de la consommation d'énergie supérieure à celui de la période de référence. Le résultat obtenu dans les estimations par secteur provient de la conjonction d'une série d'estimations particulières orientées vers la hausse, notamment la répercussion de développement de la capacité de raffinage sur la consommation du secteur énergie, la croissance encore sensible de la consommation dans la sidérurgie dans un pays où cette branche d'activité reste en plein développement, etc. Dans son ensemble, l'estimation relative aux Pays-Bas, à l'opposé de la Belgique, doit cependant être considérée comme assez élevée.

— France

Ce pays constitue un cas intermédiaire où l'on s'attend à une accélération de la croissance du PNB, mais à une réduction de l'élasticité de la production industrielle par rapport au PNB. Dans ces conditions, on pourrait s'attendre à priori à un taux d'accroissement de la consommation d'énergie assez analogue à celui de la période de référence (3,6 %). L'estimation par secteur donne des résultats quelque peu supérieurs, ce qui s'explique principalement par l'estimation faite en matière de besoins d'énergie du secteur domestique et des besoins des centrales électriques. Le chiffre des besoins globaux suppose

donc qu'il y a dans ce pays une marge plus grande pour le développement de ces besoins. Pour la justification de ce raisonnement, on se reportera aux annexes 6, 7 et 8.

— Récapitulation : l'estimation pour la Communauté

Les considérations par pays que nous venons de développer impliquent un certain rapprochement des élasticités de la consommation d'énergie par rapport à l'activité économique générale.

Tableau 11 — Élasticités par rapport au PNB 1950-1960 et 1960-1970 ⁽¹⁾

Pays	1950-1960	1960-1970
Allemagne (R.F.)	0,6	0,8
Belgique	0,5	0,6
France	0,9	0,9
Italie	1,5	1,3
Pays-Bas	0,8	1,0
Communauté	0,8	0,9

⁽¹⁾ 1960-1970, élasticité apparente.

Pour la Communauté dans son ensemble, il en résulte un léger relèvement de l'élasticité par rapport à la période de la référence. En se reportant à nouveau au tableau 10, on constate que le rythme de croissance des besoins d'énergie dans l'analyse sectorielle se situe à la limite supérieure de la fourchette constituée par les extrapolations globales faites directement pour la Communauté. Il correspond à l'extrapolation de la chronique exponentielle. Comme on s'attend pour l'ensemble de la Communauté à un certain ralentissement de l'expansion économique, une estimation qui aboutit à un taux d'accroissement moyen de 4,2% par an et un niveau absolu des besoins de 700 millions de tec en 1970 doit être considérée comme assez élevée.

En fin de travail, on a encore tenté d'examiner la plausibilité de ces estimations en regardant *l'évolution de la consommation par habitant*. Cette analyse a été faite sur la base du tableau 12 et conduit aux conclusions suivantes :

L'accroissement de la consommation d'énergie par habitant s'élèverait en moyenne entre 1960 et 1970 à environ 3,4%, c'est-à-dire un peu moins que pendant la période de référence. En 1970, la consommation par habitant serait de l'ordre de 3.800 kg équivalent charbon contre 2.720 en 1960.

On a tenté d'examiner la plausibilité de ce chiffre en le comparant avec la consommation actuelle en Grande-Bretagne et aux États-Unis. Il s'en déduit qu'en 1970 la consommation par habitant dans la Communauté serait

encore bien inférieure au niveau britannique d'aujourd'hui et n'atteindrait même pas la moitié du niveau actuel des États-Unis. Il existe donc une marge considérable pour l'augmentation des besoins et cette marge ne sera pas épuisée en 1970. Il convient également de souligner que la différence existant aujourd'hui entre le niveau de la consommation par habitant dans la Communauté et dans les pays anglo-saxons est telle que l'exemple de ces pays n'apporte que des informations tout à fait générales sur la plausibilité des estimations des besoins d'énergie dans la Communauté.

Tableau 12 — Consommation par habitant (en kg équivalent charbon)

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	2.699	3.604	3.845	4.300	4.900	5.500
Belgique	3.302	3.764	3.685	3.940	4.400	4.800
France	1.978	2.365	2.679	3.200	3.800	4.500
Italie	562	894	1.328	1.940	2.600	3.200
Luxembourg	10.000	13.333	15.333	18.770	19.700	20.700
Pays-Bas	1.980	2.333	2.617	3.150	3.600	4.100
Communauté	1.863	2.410	2.726	3.250	3.800	4.500
Grande-Bretagne			4.800			
États-Unis			8.200			

APPENDICE 1

Complément aux estimations par secteur La consommation du secteur énergie

Consommation d'énergie non électrique des producteurs d'énergie, pertes à la transformation et à la distribution

a) *Évolution 1950-1960*

Ce poste groupe toutes les consommations d'énergie non électrique qui n'atteignent pas le stade de la consommation finale ou de la transformation en énergie secondaire.

Entre 1950 et 1960, les besoins de ce secteur ne se sont accrus que lentement : de 38,2 à 43 millions de tec. La part de ce poste dans les besoins totaux s'est réduite de 13,2 à 9,3%.

Dans la même période, la structure du secteur s'est modifiée sensiblement, montrant une réduction de l'importance des mines et un accroissement de la part des raffineries.

Part des différents sous-secteurs dans le total (en %)

	1950	1960
Mines	51	26
Cokeries	24	32
Raffineries	7	26
Autres ⁽¹⁾	11	6
Pertes de distribution	7	10
Total	100	100

⁽¹⁾ Usines à gaz, fabriques d'agglomérés.

Les facteurs ayant entraîné cette variation ont été les suivants :

- pour les mines, stagnation de l'activité et réduction de l'autoconsommation par tonne produite qui s'explique notamment par la substitution de l'électricité à la vapeur ;

Autoconsommation des mines (en kg par tonne)

	1950	1960
Mines de houille	61	33
Mines de lignite	172	72

- accroissement sensible de l'activité des cokeries mais réduction de l'autoconsommation par tonne produite (de 51 en 1950 à 42 kg par tonne en 1960);
- accroissement très rapide de l'activité des raffineries avec stabilité de l'autoconsommation par tonne produite.

b) *Prévisions 1970*

La prévision suivante se base sur deux séries d'hypothèses concernant l'activité du secteur énergétique et la consommation unitaire des différents sous-secteurs.

En ce qui concerne l'activité du secteur, on a retenu les ordres de grandeur suivants (en millions de tec) :

	1960	1970
Houille	225	125-225
Lignite	35	35
Produits pétroliers	120	300
Charbon cokéfié	100	90-140

Sur la base de ces hypothèses d'activité, on a avancé, pour le sous-secteur le plus important de ce poste, les considérations suivantes :

— Mines de houille

En admettant en première approximation que l'autoconsommation par tonne produite des mines reste constante, on aurait en 1970 une fourchette de 4-8 millions de tec. Ceci constitue évidemment la limite supérieure.

Entre 1950 et 1960, l'autoconsommation unitaire a baissé d'environ 50%, atteignant un niveau assez faible. Un ralentissement de la réduction est escompté après l'achèvement de la substitution de la vapeur par l'électricité.

En retenant une baisse de 20%, la fourchette considérée serait ramenée à 3-6 millions de tec.

— Mines de lignite

Puisqu'on a retenu une production constante, la consommation en 1970 n'est fonction que de l'autoconsommation unitaire. On a retenu la fourchette 2-3 millions de tec dont la limite supérieure représente la consommation en 1960.

— Raffineries

Puisque dans le passé l'autoconsommation unitaire est (pertes comprises) restée sensiblement constante (à savoir entre 7-8%), on n'a pas prévu une variation sensible.

En gardant pour 1970 le même niveau, on arrive à une autoconsommation des raffineries de 21-24 millions de tec.

— Cokeries

Avec une consommation unitaire d'énergie égale à celle de 1960, les cokeries consommeraient en 1970 13-20 millions de tec d'énergie non électrique. Une réduction d'environ 10% de la consommation spécifique entre 1960 et 1970 (soit la moitié d'entre 1950 et 1960) ramènerait ce niveau à 12-18 millions de tec.

— Conclusions

Des considérations faites ci-dessus, on dégage une consommation de l'ordre de 50 millions de tec en 1970, ce qui ne représente guère plus de 15% d'augmentation par rapport à 1960.

Cette évolution serait assez différente par pays en raison surtout de la place des raffineries dans l'ensemble du secteur.

En Italie et aux Pays-Bas, où ce poste est prépondérant, la consommation de l'ensemble du secteur sera en forte expansion.

En Allemagne, et dans une moindre mesure en Belgique, l'augmentation des besoins propres des raffineries sera, tout au moins dans la première quinquennie, compensée en partie par la stagnation de la consommation des cokeries et la réduction de l'autoconsommation dans les mines.

Pour la France, on a retenu une évolution intermédiaire entre celle de l'Allemagne et de l'Italie.

Consommation d'énergie non électrique des producteurs d'énergie, pertes à la transformation et à la distribution ⁽¹⁾

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	25,6	27,4	24,3	20,7	20,9	21,8
Belgique	2,2	3,0	3,0	3,3	3,8	4,3
France	6,2	7,9	8,9	11,5	12,9	16,0
Italie	1,1	2,4	3,0	5,1	7,1	9,3
Luxembourg	0,21	0,19	0,27	0,28	0,29	0,30
Pays-Bas	2,6	3,3	3,5	5,8	5,6	5,9
Communauté	38,0	44,2	43,0	46,7	50,6	57,6

(¹) Sans pertes des raffineries qui n'étaient pas comprises dans les séries rétrospectives.

APPENDICE 2

Séries rétrospectives de la consommation totale d'énergie (avec ventilation par forme d'énergie primaire)

Ces séries ont été calculées à partir de V. Paretti et G. Bloch : « Statistique de l'énergie 1950-1960 », *Informations statistiques*, 1962, n° 1-2 bis.

Elles prennent en considération les échanges extérieurs de produits énergétiques secondaires.

Consommation totale d'énergie (en millions de tec)

Année	Allemagne (R.F.)	Belgique	France	Italie	Luxembourg	Pays-Bas	Communauté
1950	129,0	28,4	82,5	26,2	2,99	20,0	289,2
1951	147,5	33,6	94,4	32,0	3,60	21,6	332,5
1952	157,2	30,5	95,1	32,4	3,86	21,4	340,1
1953	152,4	29,8	91,3	35,1	3,46	21,7	333,6
1954	162,7	31,6	96,0	39,6	3,53	23,0	356,5
1955	180,9	33,5	102,4	43,0	3,96	25,2	389,0
1956	191,7	35,5	114,2	47,6	4,16	27,2	420,4
1957	194,4	34,3	115,7	50,1	4,34	26,7	425,5
1958	188,2	31,5	114,8	51,6	4,04	26,9	416,9
1959	186,5	32,6	114,1	56,3	4,19	27,2	420,6
1960	205,3	33,9	121,9	65,6	4,63	30,1	461,3

Consommation d'énergie primaire par produit dans la Communauté (en millions de tec)

Produit	1950	1951	1952	1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960
1. Houille	213,4	242,9	244,8	231,7	240,7	260,2	276,6	276,7	248,4	237,4	248,0
2. Lignite	25,2	27,4	27,7	28,5	30,6	32,1	33,3	34,1	33,9	33,8	34,5
3. Pétrole	29,8	36,5	40,0	45,3	53,8	62,3	74,0	77,8	91,5	103,5	122,7
4. Énergie hydraulique et géothermique	19,7	24,0	25,3	24,7	26,9	28,8	29,5	29,0	34,8	35,1	42,6
5. Gaz naturel	1,1	1,7	2,3	3,4	4,5	5,6	7,0	7,9	8,3	10,8	13,5
6. Total	289,2	332,5	340,1	333,6	356,5	389,0	420,4	425,5	416,9	420,6	461,3

Consommation d'énergie primaire par produit en Allemagne (en millions de tec)

Produit	1950	1951	1952	1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960
1. Houille	97,5	111,8	119,7	113,4	119,0	132,3	137,6	137,7	125,1	117,9	126,1
2. Lignite	23,9	25,8	26,2	27,0	29,0	30,5	31,7	32,5	32,2	31,8	32,7
3. Pétrole	3,8	5,8	6,6	7,6	9,8	12,5	16,4	18,6	24,4	30,7	38,9
4. Énergie hydraulique et géothermique	3,8	4,1	4,6	4,3	4,8	5,3	5,6	5,2	6,1	5,5	6,9
5. Gaz naturel	—	—	0,1	0,1	0,1	0,3	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7
6. Total	129,0	147,5	157,2	152,4	162,7	180,9	191,7	194,4	188,2	186,5	205,3

Consommation d'énergie primaire par produit en Belgique (en millions de tec)

Produit	1950	1951	1952	1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960
1. Houille	25,6	29,9	26,7	25,4	26,5	27,8	28,5	27,3	23,3	24,0	24,2
2. Lignite	—	0,1	—	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
3. Pétrole	2,7	3,5	3,7	4,3	4,9	5,5	6,8	6,9	8,0	8,5	9,5
4. Énergie hydraulique et géothermique	0,1	0,1	0,1	—	0,1	0,1	0,1	—	0,1	—	0,1
5. Gaz naturel	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
6. Total	28,4	33,6	30,5	29,8	31,6	33,5	35,5	34,3	31,5	32,6	33,9

Consommation d'énergie primaire par produit en France (en millions de tec)

Produit	1950	1951	1952	1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960
1. Houille	61,7	69,4	68,3	63,1	64,2	67,8	76,2	77,9	70,5	67,3	67,0
2. Lignite	0,7	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
3. Pétrole	13,1	15,1	16,5	18,4	20,8	23,0	25,9	25,9	29,1	30,6	33,6
4. Énergie hydraulique et géothermique	6,7	8,6	9,1	8,6	9,7	10,3	10,5	10,2	13,3	13,3	16,4
5. Gaz naturel	0,3	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4	0,6	0,7	0,9	1,9	3,9
6. Total	82,5	94,4	95,1	91,3	96,0	102,4	114,2	115,7	114,8	114,1	121,9

Consommation d'énergie primaire par produit en Italie (en millions de tec)

Produit	1950	1951	1952	1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960
1. Houille	10,1	11,6	10,1	10,0	10,9	11,2	12,2	12,6	10,1	9,6	10,9
2. Lignite	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,4	0,7	0,5
3. Pétrole	6,0	7,6	8,5	9,9	12,2	13,7	16,1	17,2	19,2	21,7	26,6
4. Énergie hydraulique et géothermique	9,2	11,2	11,6	11,9	12,3	13,1	13,3	13,6	15,2	16,3	19,2
5. Gaz naturel	0,7	1,3	1,9	3,0	3,9	4,7	5,8	6,5	6,7	8,0	8,4
6. Total	26,2	32,0	32,4	35,1	39,6	43,0	47,6	50,1	51,6	56,3	65,6

Consommation d'énergie primaire par produit au Luxembourg (en millions de tec)

Produit	1950	1951	1952	1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960
1. Houille	2,81	3,41	3,66	3,26	3,28	3,69	3,87	4,04	3,70	3,83	4,23
2. Lignite	0,09	0,10	0,10	0,09	0,09	0,10	0,09	0,10	0,10	0,09	0,09
3. Pétrole	0,09	0,09	0,10	0,11	0,16	0,17	0,20	0,20	0,24	0,27	0,31
4. Énergie hydraulique et géothermique	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
5. Gaz naturel	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
6. Total	2,99	3,60	3,86	3,46	3,53	3,96	4,16	4,34	4,04	4,19	4,63

Consommation d'énergie primaire par produit aux Pays-Bas (en millions de tec)

Produit	1950	1951	1952	1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960
1. Houille	15,7	16,8	16,4	16,4	16,8	17,5	18,2	17,2	15,8	14,8	15,5
2. Lignite	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2
3. Pétrole	4,0	4,4	4,6	5,1	5,9	7,1	8,6	9,0	10,4	11,8	13,9
4. Énergie hydraulique et géothermique	—	0,1	0,1	—	—	0,1	—	—	0,1	—	—
5. Gaz naturel	0,1	0,1	0,1	—	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5
6. Total	20,0	21,6	21,4	21,7	23,0	25,2	27,2	26,7	26,9	27,2	30,1

APPENDICE 3

Résultats des ajustements relatifs à la consommation totale d'énergie

Note préliminaire: Tous les résultats des extrapolations représentent des chiffres de consommation totale (Ep) en millions de tec. Pour les relations en matière de consommation unitaire, on a multiplié la valeur extrapolée de la consommation unitaire par la valeur prospective du PNB, de la PI ou de la population en 1965, 1970, 1975.

Communauté

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Valeurs rétrospectives effectives		289,2	389,0	461,3			
a) <i>Consommation totale</i>							
$E_p = 288,3 + 15,37273^t$	0,96				534,2	611,1	688,0
$E_p = 294,4 (1 + 0,042)^t$	0,96				569,6	700,0	860,4
$E_p = 10,56 P^{0,780}$	0,97				557,6	664,9	791,9
$E_p = 0,0020 P^{2,793} (1 - 0,103)^t$	0,99				517,2	564,3	613,3
$E_p = 26,32 I^{0,582}$	0,98				557,3	658,3	768,4
$E_p = 0,68 I^{1,465} (1 - 0,062)^t$	0,99				528,9	582,7	622,8
b) <i>Consommation unitaire</i>							
$\frac{E_p}{PNB} = 106,2 (1 - 0,012)^t$	0,77				551,8	650,9	766,8
$\frac{E_p}{PI} = 120,6 (1 - 0,031)^t$	0,98				540,1	614,7	685,5
c) <i>Consommation par habitant</i>							
$\frac{E_p}{N} = 191,5 (1 + 0,033)^t$	0,93				567,7	695,9	851,5

Allemagne

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Valeurs rétrospectives effectives		129,0	180,9	205,3			
a) <i>Consommation totale</i>							
$E_p = 131,8 + 6,75909^t$	0,94				239,9	273,7	307,5
$E_p = 134,0 (1 + 0,041)^t$	0,93				256,0	313,4	383,7
$E_p = 11,92 P^{0,583}$	0,96				235,9	264,4	298,5
$E_p = 0,07249 P^{1,818} (1 - 0,085)^t$	0,99				192,4	176,0	164,8
$E_p = 19,96 I^{0,473}$	0,97				235,2	264,2	296,2
$E_p = 1,95 I^{1,055} (1 - 0,051)^t$	0,99				206,6	206,2	204,9
b) <i>Consommation unitaire</i>							
$\frac{E_p}{PNB} = 118,6 (1 - 0,031)^t$	0,96				217,3	225,8	237,9
$\frac{E_p}{PI} = 134,6 (1 - 0,046)^t$	0,99				208,8	210,7	211,8
c) <i>Consommation par habitant</i>							
$\frac{E_p}{N} = 284,3 (1 + 0,030)^t$	0,88				252,4	303,6	366,4

Belgique

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Valeurs rétrospectives effectives		28,4	33,5	33,9			
a) <i>Consommation totale</i>							
$E_p = 30,1 + 0,358182^t$	0,55				35,9	37,7	39,5
$E_p = 30,1 (1 + 0,012)^t$	0,56				36,1	38,3	40,5
$E_p = 3,14 P^{0,507}$	0,69				37,9	41,7	46,1
$E_p = 0,00078 P^{2,792} (1 - 0,061)^t$	0,91				41,6	50,9	64,4
$E_p = 2,89 I^{0,528}$	0,85				39,3	44,5	50,4
$E_p = 0,17 I^{1,175} (1 - 0,208)^t$	0,98				39,7	46,6	54,6
b) <i>Consommation unitaire</i>							
$\frac{E_p}{PNB} = 107,16 (1 - 0,016)^t$	0,78				38,0	42,3	46,8
$\frac{E_p}{PI} = 111,41 (1 - 0,018)^t$	0,97				39,2	45,4	52,5
c) <i>Consommation par habitant</i>							
$\frac{E_p}{N} = 350,78 (1 + 0,006)^t$	0,31				36,2	38,2	40,3

France

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Valeurs rétrospectives effectives		82,5	102,4	121,9			
a) <i>Consommation totale</i>							
$E_p = 81,9 + 3,653636^t$	0,95				140,4	158,7	176,9
$E_p = 83,3 (1 + 0,036)^t$	0,94				147,4	176,1	210,4
$E_p = 1,95 P^{0,863}$	0,96				154,3	187,2	228,0
$E_p = 0,0006 P^{2,742} (1 - 0,083)^t$	0,98				167,0	207,3	260,0
$E_p = 7,09 I^{0,579}$	0,96				150,7	178,2	207,8
$E_p = 3,50 I^{0,745} (1 - 0,011)^t$	0,96				151,2	177,8	205,5
b) <i>Consommation unitaire</i>							
$\frac{E_p}{PNB} = 104,96 (1 - 0,006)^t$	0,55				154,3	187,0	227,6
$\frac{E_p}{PI} = 115,45 (1 - 0,026)^t$	0,93				152,6	178,5	204,0
c) <i>Consommation par habitant</i>							
$\frac{E_p}{N} = 202,08 (1 + 0,027)^t$	0,90				143,2	175,9	210,0

Italie

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Valeurs rétrospectives effectives		26,2	43,0	65,6			
a) <i>Consommation totale</i>							
$E_p = 22,3 + 3,543636^t$	0,99				79,0	96,7	114,5
$E_p = 25,6 (1 + 0,087)^t$	0,99				96,7	146,4	221,9
$E_p = 0,045 P^{1,188}$	0,99				99,6	150,9	220,6
$E_p = 0,0051 P^{1,998} (1 - 0,0282)^t$	0,99				100,5	152,2	219,7
$E_p = 0,33 I^{1,055}$	1,00				103,5	154,0	214,7
$E_p = 0,18 I^{1,206} (1 - 0,012)^t$	1,00				104,4	154,8	213,1
b) <i>Consommation unitaire</i>							
$\frac{E_p}{PNB} = 83,59 (1 + 0,028)^t$	0,94				98,8	149,8	221,9
$\frac{E_p}{PI} = 96,20 (1 + 0,004)^t$	0,55				103,1	153,5	214,8
c) <i>Consommation par habitant</i>							
$\frac{E_p}{N} = 54,83 (1 + 0,082)^t$	0,99				97,4	148,6	221,3

Luxembourg

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Valeurs rétrospectives effectives		2,99	3,96	4,63			
a) <i>Consommation totale</i>							
$E_p = 3,15 + 0,1226364^t$	0,88				5,11	5,73	6,34
$E_p = 3,18 (1 + 0,033)^t$	0,87				5,33	6,26	7,36
$E_p = 0,0062 I^{0,903}$	0,98				5,54	6,60	7,87
$E_p = 0,0016 I^{1,213} (1 - 0,013)^t$	0,99				5,48	6,49	7,69
b) <i>Consommation unitaire</i>							
$\frac{E_p}{PI} = 103,6 (1 - 0,005)^t$	0,61				5,45	6,43	7,60
c) <i>Consommation par habitant</i>							
$\frac{E_p}{N} = 1,805 (1 + 0,026)^t$	0,81				5,36	6,29	7,38

Pays-Bas

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Valeurs rétrospectives effectives		20,0	25,2	30,1			
a) <i>Consommation totale</i>							
$E_p = 19,0 + 0,941818^t$	0,96				34,1	38,8	43,5
$E_p = 19,4 (1 + 0,039)^t$	0,97				35,9	43,5	52,8
$E_p = 0,63 P^{0,801}$	0,98				35,2	42,7	51,3
$E_p = 0,64 P^{0,799} (1 + 0,001)^t$	0,98				35,2	42,7	51,4
$E_p = 1,14 I^{0,872}$	0,97				36,3	44,1	52,9
$E_p = 2,27 I^{0,808} (1 + 0,009)^t$	0,98				36,3	44,1	53,2
b) <i>Consommation unitaire</i>							
$\frac{E_p}{PNB} = 107,2 (1 - 0,010)^t$	0,73				35,0	42,4	50,9
$\frac{E_p}{PI} = 113,3 (1 - 0,018)^t$	0,86				36,5	44,5	53,2
c) <i>Consommation par habitant</i>							
$\frac{E_p}{N} = 194,3 (1 + 0,026)^t$	0,93				35,7	42,9	51,3

ANNEXE 3

Les besoins d'énergie non électrique de la sidérurgie

SOMMAIRE

<i>Introduction et résumé</i>	271
<i>Section I: L'ACTIVITÉ DU SECTEUR SIDÉRURGIQUE ET L'APPROVISIONNEMENT EN MATIÈRES PREMIÈRES</i>	274
A — Production d'acier	274
B — Production de fonte	276
a) Fonte de moulage	276
b) Fonte d'affinage	277
C — Consommation de minerais et d'agglomérés dans les hauts fourneaux	278
a) Minerais de fer	278
b) Agglomérés	279
<i>Section II: LA CONSOMMATION DE COKE DANS LES HAUTS FOURNEAUX</i>	281
A — Variation des caractéristiques de la charge	282
B — Injection de combustibles aux hauts fourneaux	283
C — Réduction directe du minerai	283
<i>Section III: LES AUTRES BESOINS D'ÉNERGIE DE LA SIDÉRURGIE</i>	285
A — Consommation de combustibles solides dans les installations d'agglomération	285
B — Consommations d'énergie non électrique (autres que le coke dans les hauts fourneaux et les combustibles solides pour l'agglomération)	286
C — La production de gaz de haut fourneau	289
<i>Récapitulation</i>	291

Liste des tableaux

1 — Répartition de la consommation brute d'énergie non électrique en 1960 et 1970	273
2 — Caractéristiques de l'évolution de la production d'acier 1960-1975	275
3 — Production d'acier	275
4 — Production de fonte	276
5 — Rapport fonte/acier	276
6 — Mise au mille de fonte d'affinage à l'aciérie	278
7 — Minerais de fer, production, commerce extérieur, consommation 1960	278
8 — A — Production d'agglomérés	280
B — Consommation spécifique d'agglomérés	280
9 — Besoins de coke au haut fourneau	
A — Mise au mille	285
B — Tonnage de coke enfourné dans les hauts fourneaux	285
10 — Consommations d'énergie non électrique autres que le coke aux hauts fourneaux et les combustibles solides pour l'agglomération	286
11 — Variation du pouvoir calorifique du gaz de haut fourneau	290
12 — A — Production de gaz de haut fourneau (en 10^6 m ³ /950 kcal)	291
B — Production de gaz de haut fourneau (en 10^6 tec)	291
C — Production de gaz de haut fourneau par tonne de coke enfournée (en m ³ /950 kcal)	291
13 — Consommation brute d'énergie non électrique de la sidérurgie	292
14 — Consommation nette d'énergie non électrique de la sidérurgie	292

Sources

Consommation d'agglomérés de minerais dans les hauts fourneaux

- Séries à partir de 1954 : Bulletin statistique de la C.E.C.A.
- Période 1950-1953 : Bulletin trimestriel de l'E.C.E., Genève, et Statistische Vierteljahreshefte des Statistischen Bundesamtes, Düsseldorf.

Production de fonte et d'acier

- Séries à partir de 1952 : Bulletin statistique de la C.E.C.A.
- Années 1950 et 1951 : Statistische Vierteljahreshefte des Statistischen Bundesamtes, Düsseldorf.

Consommation de coke dans les hauts fourneaux

- Séries à partir de 1954 : Bulletin statistique de la C.E.C.A.
- Période 1950-1953 : Allemagne, Sarre, France, Belgique, Luxembourg : Statistische Vierteljahreshefte des Statistischen Bundesamtes, Düsseldorf.
Pays-Bas : E.C.E., Genève.
- Année 1950 : Italie : E.C.E., Genève, cette source étant la seule qui donne ce chiffre pour l'année 1950.
- Période 1951-1953 : Italie : Statistische Vierteljahreshefte des Statistischen Bundesamtes, Düsseldorf.

Consommation totale d'énergie non électrique

- V. Paretti et G. Bloch — Statistique de l'énergie 1950-1960, *Informations statistiques*, 1962, n° 1-2 bis.

Production de gaz de haut fourneau

- Séries à partir de 1950 : Bilans rétrospectifs gouvernementaux pour tous les pays, sauf pour les Pays-Bas.
- Période 1957-1959 : Pays-Bas : Statistiques de base de l'énergie pour les pays de l'O.E.C.E.; ces statistiques n'existent que pour ces trois années.
- Année 1959 : Belgique : Statistiques de base de l'énergie, en raison du chiffre peu plausible du bilan gouvernemental.

Introduction et résumé

Objet de l'annexe

Cette annexe vise à établir pour 1965 et 1970 des prévisions sur la consommation d'énergie dans l'industrie sidérurgique et à donner quelques indications pour 1975. En raison de la difficulté de prévoir l'évolution technique et de chiffrer les effets de cette évolution sur la consommation d'énergie dans la sidérurgie, les chiffres présentés ne peuvent donner que des ordres de grandeur.

Notre tâche a été de faire une analyse statistique du passé et, en introduisant diverses considérations techniques, d'esquisser des prévisions. Les travaux relatifs aux objectifs généraux « acier » 1965 ont servi de point de repère pour cette année.

Démarche générale des travaux

Étant donné la complexité des phénomènes techniques concernant la consommation d'énergie dans la sidérurgie, on n'a pas jugé utile d'effectuer des ajustements statistiques sur lesquels on aurait pu se fonder pour retenir des chiffres de prévision.

D'autre part, l'information directe à caractère technique reste fragmentaire. Même les spécialistes n'ont pas encore, pour le futur, une exacte description quantitative des effets entraînés par les différents facteurs qui entraînent une variation de la consommation spécifique d'énergie ⁽¹⁾.

On a donc dû se limiter également à certaines considérations qui sont résumées ci-dessous.

On a tout d'abord avancé des hypothèses prévisionnelles sur l'activité du secteur, à savoir :

- production d'acier,
- rapport fonte/acier,
- et donc production de fonte.

⁽¹⁾ C'est le cas, par exemple, du rapport général de la commission de l'énergie du IV^e plan français et de l'enquête allemande sur l'énergie, qui, bien que présentant pour le passé des renseignements techniques assez poussés, ne donnent pour le futur que des informations très nuancées.

Les hypothèses sont explicitées à la section I.

L'établissement des prévisions sur la consommation spécifique de coke dans les hauts fourneaux s'appuie notamment sur le développement prévu de la consommation d'agglomérés de minerais, en raison de l'influence sensible qu'exerce ce facteur sur le niveau de la mise au mille, ainsi que sur des hypothèses d'injection au haut fourneau de divers combustibles (voir section II).

On a calculé l'emploi de combustibles solides dans les installations d'agglomération en retenant une consommation spécifique constante pour tous les pays de la Communauté.

Sur la base de divers éléments chiffrables, on a estimé l'évolution de la consommation des autres sources d'énergie non électrique.

En ce qui concerne le gaz de haut fourneau, on s'est basé sur des éléments techniques assez précis.

Les trois derniers éléments que nous venons d'énumérer sont étudiés à la section III.

Résultats

Les principaux *résultats* auxquels aboutit la présente étude peuvent être brièvement résumés de la façon suivante :

- 1^o Les hypothèses de travail sur les perspectives d'activité sidérurgique et l'évolution du rapport fonte/acier envisagent en 1970 une production communautaire de 110 millions de tonnes d'acier et d'environ 80 millions de tonnes de fonte contre respectivement 72,8 et 54,0 en 1960.
- 2^o En ce qui concerne la consommation d'énergie non électrique, le phénomène déterminant sera la réduction de la mise au mille de coke dans les hauts fourneaux qui passerait, pour la Communauté, de 883 en 1960 à 670 kg par tonne en 1970. Cette réduction ne sera que très partiellement compensée par des consommations accrues de fuel-oil et de gaz riches.
- 3^o La généralisation des procédés d'agglomération des minerais entraînerait une hausse proportionnelle de la consommation de combustibles dans les installations d'agglomération. Le facteur de hausse se fera particulièrement sentir dans les toutes prochaines années.
- 4^o Pour les usages autres que le haut fourneau et les installations d'agglomération (aciéries, fours de chauffage, etc.), on prévoit une réduction de la consommation spécifique d'énergie non électrique qui passera de 400 kg par tonne d'acier en 1960 à 360 kg en 1970.

5° En résumé, on peut envisager une réduction de la consommation spécifique d'énergie non électrique de l'ordre de 1% par an.

Le développement du secteur entraînera cependant une augmentation de la consommation d'énergie non électrique en termes absolus. Celle-ci passerait de 78 millions de tec (dont 46 millions de tec de coke dans les hauts fourneaux) en 1960 à environ 100 millions dont 50 millions de tonnes de coke dans les hauts fourneaux ⁽¹⁾.

Les tableaux suivants esquissent une répartition grossière de ces consommations par produit et par usage en 1960 et les prévisions pour 1970.

Tableau 1 — Répartition de la consommation brute d'énergie non électrique (en millions de tec)

A — 1960

	Agglomérés	Hauts fourneaux	Aciéries	Laminiers et services	Total
Combustibles solides	3,2	45,8	—	3,1	52,1
Combustibles liquides	—	—	} 5,5	} 12,4	} 25,9
Gaz	—	8,0			
Total	3,2	53,8	5,5	15,5	78,0

B — 1970

	Agglomérés	Hauts fourneaux	Aciéries	Laminiers et services	Total
Combustibles solides	10,0	51,1	—	—	61,1
Combustibles liquides	—	} 13,4	} 5,5	} 21,0	} 39,9
Gaz	—				
Total	10,0	64,5	5,5	21,0	101,0

⁽¹⁾ Les besoins d'électricité sont examinés dans l'annexe 7 relative à la consommation d'électricité dans la Communauté.

Section I

L'activité du secteur sidérurgique et l'approvisionnement en matières premières

A — Production d'acier

Entre 1950 et 1960, la production d'acier de la Communauté a connu un développement très considérable (en moyenne 8,7% par an) et beaucoup plus rapide que le PNB (5,5% par an).

D'ici 1975, on a encore prévu une importante expansion, dont le rythme serait cependant très inférieur à celui de la période de référence.

On a retenu, pour 1965, les chiffres du mémorandum sur les objectifs généraux « acier » qui prévoient, en conjoncture moyenne, une production de 89 millions de tonnes d'acier, dont 76 millions de tonnes pour le marché intérieur et 13 millions pour les exportations.

Après 1965, on a escompté la poursuite de la baisse de l'élasticité entre production d'acier et PNB, notamment par suite de la tendance à la baisse de l'élasticité entre production industrielle et PNB et d'un arrêt de la croissance des exportations nettes d'acier.

Entre 1960 et 1970, le taux d'accroissement deviendrait plus faible que celui du PNB (4,2% par an contre 4,7%).

Ce phénomène se vérifierait dans tous les pays de la Communauté, à l'exception de l'Italie et des Pays-Bas qui, en 1960, avaient une production par habitant considérablement plus faible que celle des autres pays et qui étaient les seuls importateurs nets.

Le tableau suivant résume les considérations faites ci-dessus.

Tableau 2 — Caractéristiques de l'évolution de la production d'acier 1960-1975

Pays	Production d'acier par habitant en kg 1960	Exportations nettes en % de la production de produits finis 1960	Élasticité prod. Acier/PNB	
			1950-1960	1960-1970
Luxembourg	12.962	} + 72	—	—
Belgique	785		2,4	0,9
France	380	+ 18	1,7	0,9
Allemagne (R.F.)	638	+ 8	1,3	0,8
Pays-Bas	169	— 44	2,3	1,3
Italie	162	— 6	3,0	1,5
Communauté	426	+ 17	1,6	0,9

Les chiffres des prévisions par pays ne sont que des approximations car l'existence du marché commun de l'acier a modifié et modifiera encore plus dans les années à venir les termes du problème de localisation des industries sidérurgiques.

Il faut d'autre part souligner que les chiffres pour les années postérieures à 1965 ne constituent que des hypothèses de travail pour l'étude des perspectives énergétiques; ils sont susceptibles d'être remis en cause lors de l'achèvement des travaux en cours, dans le cadre des objectifs généraux « acier » sur les débouchés de produits sidérurgiques en 1970.

Tableau 3 — Production d'acier (en 1.000 tonnes) ⁽¹⁾

Pays	Réalizations			Hypothèses de travail		
	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	14.019	24.500	34.101	38.600	47.500	57.500
Belgique	3.789	5.894	7.181	8.500	10.100	11.000
France	8.652	12.631	17.299	21.700	26.900	31.500
Italie	2.362	5.395	8.229	13.000	16.800	20.000
Luxembourg	2.451	3.225	4.083	4.500	4.900	5.200
Pays-Bas	490	979	1.942	2.700	3.800	4.800
Communauté	31.763	52.624	72.835	89.000	110.000	130.000

⁽¹⁾ Selon l'avis exprimé par la plupart des experts consultés après la rédaction du présent document, la production d'acier semble surestimée mais le rapport fonte/acier sous-estimé. Dans ces conditions, les chiffres relatifs à la production de fonte, le facteur le plus important pour la consommation d'énergie, restent valables. Voir le chapitre sur les observations en fin de volume.

Tableau 4 — Production de fonte (en 1.000 tonnes)

Pays	Réalizations			Hypothèses de travail		
	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	11.157	19.361	25.739	28.300	33.700	38.500
Belgique	3.695	5.343	6.520	7.700	8.900	9.150
France	7.761	10.941	14.007	17.300	21.000	23.600
Italie	573	1.677	2.715	6.300	8.650	10.600
Luxembourg	2.499	3.048	3.713	4.100	4.400	4.600
Pays-Bas	454	669	1.347	2.000	2.750	3.350
Communauté	26.139	41.039	54.041	65.700	79.500	90.000

Tableau 5 — Rapport fonte/acier (fonte : affinage + moulage) (en kg par tonne d'acier)

Pays	Réalizations			Hypothèses de travail		
	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	796	790	755	733	710	670
Belgique	975	907	908	906	880	830
France	897	866	810	797	780	750
Italie	243	311	330	462	515	530
Luxembourg	1.018	965	909	911	910	890
Pays-Bas	927	683	694	740	730	700
Communauté	823	780	742	735	720	690

B — Production de fonte

La production de fonte, qui est l'élément fondamental pour prévoir les besoins d'énergie pour la sidérurgie, est la somme de deux termes : production de fonte de moulage et production de fonte d'affinage, dont les évolutions obéissent à des lois assez différentes et qui vont donc être analysés séparément.

a) Fonte de moulage

Celle-ci représente une fraction modique de la fonte totale, 8% en 1955 et 5,5% en 1960. Pour 1965, les objectifs généraux « acier » prévoient que la part de la fonte de moulage restera sensiblement constante, autour de 6%. Pour la période suivante, il semble raisonnable d'envisager une légère baisse de ce pourcentage, étant donné que les débouchés de fonte de moulage auront tendance à augmenter moins vite que ceux de l'acier.

b) *Fonte d'affinage*

La mise au mille de fonte d'affinage pour la production d'acier dépend dans une grande mesure de la part relative des différents procédés utilisés à l'aciérie. En effet, la consommation de fonte d'affinage par tonne d'acier est extrêmement différente d'un procédé à l'autre, très faible au four électrique, très élevée au convertisseur Thomas.

Entre 1955 et 1960, la part relative des différents procédés n'a pas montré de changements remarquables dans l'ensemble de la Communauté. Par contre, pour les années à venir, on doit prévoir une variation profonde de cette structure, déjà amorcée depuis deux ou trois ans par suite de l'essor formidable de la production d'acier à l'oxygène. Ce nouveau procédé sera à la base de la production d'une fraction importante des nouvelles aciéries et pourra même, dans une certaine mesure se substituer à des installations Martin et Thomas existantes. Déjà en 1965, les objectifs généraux « acier » prévoient que le procédé à l'oxygène assurera environ le quart des capacités de production et il est probable qu'après cette date cette part aura encore tendance à augmenter.

Pour évaluer les effets de cette variation de structure, il faut rappeler que certains procédés, notamment le procédé à l'oxygène et le four Martin, montrent une certaine souplesse technique dans la composition des charges et la part relative de fonte et de ferraille. Celle-ci dépendra donc, dans une certaine mesure, des prix comparés de la fonte et de la ferraille et ceux-ci sont liés aux disponibilités en ferraille de la Communauté.

La disponibilité en ferraille dépend du niveau de la production d'acier (chutes de la sidérurgie), du niveau d'activité actuel des industries utilisatrices d'acier (chutes des industries mécaniques) et de l'ampleur des produits à base d'acier (machines, etc.) qui ont été mis à la disposition de l'économie quelque dix à quinze années auparavant (ferraille de récupération).

Pour 1965, les objectifs généraux « acier » prévoient une disponibilité relative de ferraille pratiquement égale à celle de 1960 (450 kg par tonne d'acier). Vers 1970, ce chiffre devrait augmenter du fait de la très rapide augmentation des consommations intérieures d'acier dans la Communauté entre 1950 et 1960 (+ 130%).

L'ensemble des considérations précédentes permet d'esquisser des perspectives d'évolution du rapport fonte d'affinage/acier. Pour 1965, comme l'indique le tableau n° 6, pour l'ensemble de la Communauté, la consommation spécifique qui était de 700 kg en 1960 passerait à 695 kg.

Pour 1970, l'accroissement des disponibilités en ferraille permet de retenir un chiffre un peu plus bas, de même qu'en 1975.

Par pays, la situation est évidemment assez différente; quelques indications sont données à l'appendice 1, d'où résultent les tableaux 4 et 5.

Tableau 6 — Mise au mille de fonte d'affinage à l'aciérie

	Mise au mille de fonte (en kg par tonne)	Part de chaque procédé dans la production totale d'acier (en %)	Mise au mille de fonte (en kg par tonne)	Part de chaque procédé dans la production totale d'acier (en %)
	1960		1965	
Thomas	1.089	50	1.040	33
Martin	353	38	393	30
Oxygène	920	2	860	27
Électrique	49	10	54	10
Ensemble	700	100	695	100

C — Consommation de minerais et d'agglomérés dans les hauts fourneaux

En raison de l'influence que la charge en minerais et agglomérés aux hauts fourneaux a sur le niveau de la mise au mille de coke, on a essayé d'avancer quelques prévisions à ce sujet.

Les tableaux 7 et 8 donnent respectivement, pour les *minerais*, les chiffres de production, commerce extérieur et consommation par pays en 1960 et, pour les *agglomérés*, les chiffres de consommation totale et de consommation spécifique (kg par tonne de fonte) pour le passé et les prévisions retenues pour 1965, 1970 et 1975.

Tableau 7 — Minerais de fer, production, commerce extérieur, consommation 1960
(en millions de tonnes)

Pays	Production marchande	Commerce intracommunautaire		Commerce avec les pays tiers		Consom- mation
	Total	Impor- tations	Expor- tations	Impor- tations	Expor- tations	Total
Allemagne (R.F.)	13,5	9,7	—	23,8	0,2	45,5
France	66,9	0,1	26,6	1,4	0,5	39,9
Italie	1,2	—	—	2,6	1	4,0
Pays-Bas	—	—	—	2,3	1	2,1
U.E.B.L.	7,1	16,6	0,1	4,1	1	27,6
Communauté	88,7	26,4	26,7	34,2	3,7	119,1

Note: Les chiffres de la consommation ne sont pas égaux à la somme de la production et des importations nettes en raison des variations de stocks dont on n'a pas tenu compte.

a) *Minerais de fer*

En 1960, le quart des besoins des minerais de la Communauté (en tonnage brut) a été couvert par des minerais d'importation.

En considérant que la teneur en Fe du minerai communautaire est d'environ 30% tandis que la teneur des minerais importés est supérieure à 55%, la part d'importation (en Fe contenu) a été, en 1960, d'environ 40% de la consommation.

C'est en raison de la faible teneur en Fe et de la faible productivité des mines communautaires qu'on peut prévoir une hausse considérable des importations de minerais qui passeraient, d'après les objectifs généraux « acier », de 34 millions de tonnes en 1960 à 42 millions de tonnes en 1965.

Toutefois, la production de la Communauté étant encore susceptible de certaines augmentations, la part relative des minerais importés dans la couverture des besoins pourra, au moins jusqu'en 1965, n'augmenter que faiblement.

Pour 1970, le développement prévu de la sidérurgie côtière laisse prévoir un accroissement de l'importance des minerais importés et un plafonnement de la production communautaire de minerais.

b) *Agglomérés*

L'essor formidable de la production de fonte incite à rationaliser au maximum les hauts fourneaux qui représentent des investissements très considérables.

En l'état actuel des connaissances techniques, l'enfournement d'agglomérés est le facteur le plus important pour l'augmentation de la productibilité des hauts fourneaux.

En outre, les nouveaux hauts fourneaux de grandes dimensions exigent une marche avec une charge dont la part des agglomérés est très importante.

Ces considérations justifient l'accroissement sensible des capacités d'agglomération prévu pour 1965 d'après les déclarations d'investissement 1962.

Ces capacités permettraient une production d'environ 78,5 millions de tonnes (y compris environ 4,5 millions de tonnes produites auprès des mines de Salzgitte) ce qui correspondrait à une consommation spécifique d'agglomérés par tonne de fonte produite d'environ 1.200 kg par rapport à 635 en 1960 (Objectifs généraux « acier », p. 82).

En supposant que la teneur en Fe des agglomérés soit de 50 à 60%, cette consommation spécifique correspondrait à une marche des hauts fourneaux d'environ 65-75 % d'agglomérés (en Fe contenu).

Ce niveau est très élevé et on a retenu qu'entre 1965 et 1970 le rythme d'accroissement de la consommation spécifique d'agglomérés se ralentira pour devenir presque nul entre 1970 et 1975.

Ce ralentissement sera favorisé par l'importance croissante des minerais riches d'importation pour lesquels le processus d'agglomération présente moins d'avantages que pour les minerais pauvres communautaires.

Tableau 8

A — Production d'agglomérés (en 1.000 tonnes)

Pays	Réalizations			Capacité escomptée		
	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	6.903	11.974	19.795	32.000	43.800	53.900
Belgique	786	742	2.209	8.850	12.150	13.100
France	389	1.743	6.344	22.500	33.150	38.900
Italie	271	1.350	2.113	6.600	10.800	13.800
Luxembourg	340	1.220	2.923	5.350	7.000	7.600
Pays-Bas	—	—	987	3.200	4.600	5.500
Communauté	8.689	17.029	34.371	78.500 ⁽¹⁾	111.500	132.800

⁽¹⁾ Y compris les agglomérés produits auprès des mines de Salzgitter (4,5 millions de tonnes).

B — Consommation spécifique d'agglomérés (en kg par tonne de fonte)

Pays	Réalizations			Capacité escomptée		
	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	619	610	769	1.130 ⁽¹⁾	1.300	1.400
Belgique	213 ⁽²⁾	139	339	1.150	1.360	1.430
France	50	159	453	1.300	1.580	1.650
Italie	472 ⁽³⁾	805	778	1.100	1.250	1.300
Luxembourg	136	400	789	1.300	1.600	1.650
Pays-Bas	—	—	732	1.600	1.630	1.650
Communauté	332	415	636	1.200 ⁽¹⁾	1.400	1.480

⁽¹⁾ Y compris la consommation d'agglomérés produits auprès des mines de Salzgitter.

⁽²⁾ Y compris les fondants (scories, cendres de pyrites enfournées directement dans les hauts fourneaux).

⁽³⁾ Y compris les cendres de pyrites directement enfournées.

Section II

La consommation de coke dans les hauts fourneaux

Alors qu'entre 1950 et 1957 la mise au mille de coke dans les hauts fourneaux est restée sensiblement constante dans la Communauté, entre 1957 et 1960 elle a marqué une baisse considérable, passant de 972 à 883 kg. La technique du haut fourneau est actuellement en pleine évolution, elle bénéficie de modifications profondes et fait l'objet de recherches nombreuses et approfondies qui devraient normalement provoquer encore pendant plusieurs années des changements importants.

L'état actuel des connaissances techniques ne permet donc d'avancer que des indications qui doivent être considérées comme provisoires et qui devront être améliorées dans un proche avenir après échanges de vues avec divers spécialistes du haut fourneau. Il ne faut d'ailleurs se faire aucune illusion sur les difficultés que l'on rencontrera pour pondérer correctement l'influence des divers facteurs, tels qu'on pourra les dégager des diverses informations partielles fournies par les techniciens à la suite d'expériences ou d'analyses de marche de divers hauts fourneaux dans des conditions variables.

Sous l'importante réserve qui précède, on va essayer de dégager un certain nombre d'ordres de grandeur pour la mise au mille de coke dans la Communauté à échéance de 1970 et 1975.

Les facteurs qui entraînent une variation de la mise au mille de coke peuvent être groupés en deux grandes catégories :

- la variation des caractéristiques de la charge (enrichissement en fer du lit de fusion) ;
- l'utilisation de combustibles liquides ou gazeux, voire de charbon pulvérisé, dans le haut fourneau.

En l'état actuel des connaissances techniques, il semble que l'on puisse retenir comme hypothèse de travail une limite inférieure de la mise au mille de coke d'environ 500 kg par tonne de fonte. Cette limite ne pourrait être dépassée que très difficilement car il faudra toujours un minimum de laitier (environ 300 kg par tonne de fonte) qui joue un rôle essentiel dans la désulfuration de la fonte. Mais on ne peut exclure qu'à échéance de 1970 ou 1975 les procédés de réduction directe puissent être mis en œuvre à une échelle véritablement industrielle ; on reviendra sur ce point à la fin de cette section.

A — Variation des caractéristiques de la charge

Deux évolutions sont prévisibles :

- d'un côté, le développement de l'agglomération;
- de l'autre, l'importance toujours croissante de la part des minerais riches importés.

On a vu plus haut que l'accroissement prévu de la consommation spécifique d'agglomérés sera réalisé pour la plupart des sidérurgies de la Communauté d'ici 1965; au delà, le rythme de croissance de la part des agglomérés dans la charge se ralentira considérablement. Il est extrêmement difficile de chiffrer les effets de l'agglomération sur la consommation spécifique de coke; en effet, chaque haut fourneau est une « usine chimique » à caractéristiques tout à fait particulières. On admet souvent que la présence de 30% d'agglomérés dans le lit de fusion permet une économie de coke de 15% par rapport à une fusion sans agglomérés ⁽¹⁾. L'observation montre d'ailleurs que cette relation entre mise au mille et enfournement d'agglomérés dans le lit de fusion est extrêmement complexe; ainsi, au Luxembourg, depuis plusieurs années la mise au mille est restée constante à un niveau très élevé, bien que la consommation spécifique d'agglomérés se soit assez fortement améliorée; il est probable que les autres éléments de la charge, peut-être également la qualité du coke, se sont modifiés au cours de la même période.

Le second élément, à savoir la part toujours croissante des minerais riches importés, deviendra particulièrement important après 1965. Entre 1960 et 1965, les objectifs généraux « acier » ont prévu une augmentation simultanée des ressources fournies par le minerai communautaire et par le minerai importé. Mais l'accroissement de la production des mines de fer de la Communauté sera rapidement limité, et il est fort peu probable qu'il y ait une augmentation des tonnages après 1965; il en résulte qu'après cette date l'augmentation des besoins devra être satisfaite exclusivement par le recours à des minerais importés, dont la part dans l'approvisionnement des usines de la Communauté deviendra ainsi rapidement croissante. Bien entendu, la situation sera très différente suivant les usines de la Communauté, notamment entre celles situées sur le minerai et celles situées sur les côtes, qui sont approvisionnées en totalité par du minerai importé. Quoi qu'il en soit, cet enrichissement de la charge fera lui aussi baisser la mise au mille de coke.

Enfin, il faut rappeler qu'il existe, à côté de l'agglomération, d'autres procédés d'enrichissement en fer des lits de fusion et d'amélioration de la charge qui permettent d'obtenir des réductions sensibles de la mise au mille de coke; mentionnons seulement pour mémoire le grillage, qui modifie par des réactions chimiques la structure minéralogique de certains minerais, le

(1) De même on suppose que pour 100 kg de fer provenant d'agglomérés (dont la teneur en fer est d'environ 50% dans la Communauté) l'économie en coke réalisable en moyenne dans les hauts fourneaux de la C.E.C.A. serait de l'ordre de 23 à 24 kg.

concassage et le criblage des minerais bruts, des fondants et parfois du coke et leur enfournement par classes à granulométrie uniforme. L'évolution de la plupart de ces procédés est actuellement difficilement prévisible; pourtant on peut s'attendre encore à un développement du concassage et du criblage des minerais bruts, malgré la forte diffusion de ce procédé au cours de ces dernières années.

B — Injection de combustibles aux hauts fourneaux

Les autres facteurs qui contribuent à cette réduction concernent des techniques nouvelles de marche des hauts fourneaux. Les plus intéressantes de ces techniques portent sur l'enrichissement du vent au moyen de gaz de cokerie, du gaz naturel, du fuel liquide ou gazéifié et même des combustibles solides pulvérisés (1).

Naturellement, les conditions particulières à chaque usine, l'évolution des coûts des différentes sortes d'hydrocarbures par rapport à celui du coke et la mise au point progressive de cette technique relativement très récente, conditionneront les diffusions de l'application de ces différents procédés d'enrichissement du vent et le choix parmi eux.

La diffusion de cette technique combinée ou non avec d'autres, telle que celle de l'augmentation de la température maximum du vent par son humidification contrôlée, celle de la suroxygénation du vent, celle des hautes pressions du gueulard, etc., qui peuvent également entraîner des réductions des consommations de coke, pourra contribuer de façon substantielle après 1965 aux économies prévues de combustibles solides dans les hauts fourneaux. Ces techniques seront surtout appliquées dans les nouveaux hauts fourneaux.

C — Réduction directe du minerai

Dans les perspectives de besoins de fonte liées à la production d'acier prévue, on n'a pas tenu compte d'un développement des techniques de réduction directe du minerai. A échéance de 1965, il est certain que cette technique ne tiendra pas une place importante; par contre, pour les années 1970 à 1975, on ne peut plus être aussi affirmatif. Le niveau actuel de perfectionnement des divers procédés envisagés ne permet pas encore de passer, à brèves échéances, à des applications industrielles généralisées. Toutefois, on peut exclure que de nouvelles découvertes ou de nouvelles améliorations techniques

(1) L'injection de gaz de cokerie et de gaz naturel a donné par exemple les résultats suivants dans une usine américaine (voir « Steel » du 9 février 1961) : 1° *Pour le gaz de cokerie*: avec l'injection de 76 m³ par tonne de fonte, la mise au mille a baissé de 852,5 kg à 763 kg; 2° *Pour le gaz naturel*: avec l'injection de 70 m³ par tonne de fonte, la mise au mille a baissé de 852,5 kg à 751 kg.

rendent le procédé suffisamment intéressant au point de vue économique pour qu'un certain nombre d'installations soient mises en place dans la Communauté après 1965.

On a appliqué les diverses considérations précédentes aux pays de la Communauté en tenant compte des particularités de chacun, et notamment de la part de leur approvisionnement en minerai assuré par les minerais communautaires; ceci explique qu'on a envisagé pour 1970 une mise au mille particulièrement faible aux Pays-Bas et en Italie, qui travailleront quasi exclusivement avec du minerai importé, un chiffre supérieur en Allemagne et en Belgique, qui utiliseront, en partie, du minerai communautaire, un chiffre encore plus élevé en France, où la part de minerais communautaires sera plus forte, et enfin le chiffre le plus élevé au Luxembourg, où l'on travaillera quasi exclusivement avec du minerai communautaire. Pour tous les pays, la réduction la plus importante de la mise au mille de coke aurait lieu entre 1960 et 1965; elle se prolongerait entre 1965 et 1970 mais serait faible entre 1970 et 1975.

Il résulte, pour la Communauté, des divers chiffres qui figurent au tableau 9 la réduction suivante de la mise au mille de coke :

1960-1965 : 15 %

1965-1970 : environ 10 %

1970-1975 : environ 5 %

En combinant les divers éléments étudiés jusqu'à présent, on peut dégager quelques indications sur l'évolution des besoins globaux de coke aux hauts fourneaux de la Communauté.

Cette forte réduction de mise au mille de coke, allant de pair avec une réduction du rythme de progression de la production de fonte, provoquera un très fort ralentissement dans la croissance des besoins de coke au haut fourneau : alors qu'entre 1950 et 1960 ceux-ci avaient presque doublé, ils n'augmenteraient plus que d'environ 20% en l'espace de 15 ans. La moitié de cette augmentation serait d'ailleurs localisée en Italie, du fait du rapide développement de l'activité sidérurgique et surtout d'une transformation de sa structure, avec un appel beaucoup plus poussé à la fonte. L'augmentation dans les autres pays serait faible; il y aurait même une tendance à une diminution au Luxembourg, du fait du faible développement de l'activité sidérurgique escompté pour ce pays.

Tableau 9 — Besoins de coke au haut fourneau

A — Mise au mille (en kg par tonne de fonte)

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	945	956	834	720	650	630
Belgique	798	891	852	740	680	650
France	992	1.023	980	820	720	680
Italie	700	758	680	620	570	550
Luxembourg	1.041	1.114	1.092	950	870	800
Pays-Bas	1.156	992	787	630	590	570
Communauté	947	970	883	750	670	640

B — Tonnage de coke enfourné dans les hauts fourneaux (en millions de tonnes)

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	10,5	18,5	21,5	20,4	21,9	24,3
Belgique	3,0	4,8	5,6	5,7	6,1	6,0
France	7,7	11,2	13,7	14,2	15,1	16,0
Italie	0,4	1,3	1,8	3,7	4,9	5,8
Luxembourg	2,6	3,4	4,1	3,9	3,8	3,7
Pays-Bas	0,5	0,7	1,1	1,3	1,6	1,9
Communauté	24,7	39,9	47,8	49,2	53,4	57,7

Section III

Les autres besoins d'énergie
de la sidérurgie

A — Consommation de combustibles solides dans les installations d'agglomération

Même pour les années passées, il est très difficile d'avoir des renseignements précis sur la quantité de combustibles solides consommés dans les installations d'agglomération.

D'après les informations disponibles concernant la consommation de poussier de coke pour l'agglomération, on a retenu, pour tous les pays et pour

toute la période considérée, une consommation de combustibles solides égale à 90 kg équivalent charbon par tonne d'agglomérés ⁽¹⁾.

Le niveau de consommation totale de combustibles solides dans les installations d'agglomération est donc considéré comme directement proportionnel à la consommation d'agglomérés dont la consommation spécifique, comme on l'a déjà vu, sera très élevée aux Pays-Bas, au Luxembourg et en France, moins importante en Belgique et en Allemagne et encore moindre en Italie.

Ces prévisions nous portent à retenir, pour la Communauté, environ 7 millions de tonnes en 1965, environ 10 millions de tonnes en 1970 et environ 12 millions de tonnes en 1975.

Puisque la part des combustibles consommés dans l'agglomération ne représente qu'environ 5-10 % de la consommation totale d'énergie non électrique, une erreur d'environ 10 kg dans cette consommation spécifique retenue n'entraîne qu'une variation de 0,5-1 % de la consommation totale d'énergie non électrique de la sidérurgie.

B — Consommations d'énergie non électrique (autres que le coke dans les hauts fourneaux et les combustibles solides pour l'agglomération)

Les consommations autres que celles étudiées jusqu'à présent s'élevaient en 1960 à 29 millions de tec, soit 37% de la consommation brute d'énergie non électrique du secteur. Ces quantités peuvent être sommairement décomposées par usage et par forme d'énergie :

Tableau 10 — Consommations d'énergie non électrique autres que le coke aux hauts fourneaux et les combustibles solides pour l'agglomération

	Hauts fourneaux	Acieries	Laminoirs et services	Total
Combustibles solides	—	—	3,1	3,1
Combustibles liquides	—	} 5,5	} 12,4	} 25,9
Gaz	8,0			
Total	8,0	5,5	15,5	29,0

En ce qui concerne l'usage « *hauts fourneaux* », il ne s'agit pratiquement que de gaz de haut fourneau.

⁽¹⁾ Ainsi le plan français admet la répartition approximative suivante : 70 kg de poussier de coke et 20 kg de charbon par tonne d'agglomérés.

A l'état actuel des connaissances techniques, on peut prévoir que la réduction de la mise au mille de coke retenue d'ici 1970 (1960 : 883; 1970 : 670) sera en partie compensée par une augmentation de la consommation des autres combustibles dans les hauts fourneaux, à savoir combustibles liquides et gaz riches, tandis qu'il y aura une réduction parallèle de la consommation de gaz de haut fourneau.

En fait, on verra ci-dessous (point C) que la production de gaz de haut fourneau baissera entre 1960 et 1970 d'environ 8 %. Dans l'hypothèse où cette réduction est répartie proportionnellement sur toutes les utilisations, la consommation de ce gaz dans les hauts fourneaux passerait de 8 millions de tec à environ 7,5 millions de tec (soit de 150 kg équivalent charbon par tonne de fonte à 100 kg équivalent charbon.)

Compte tenu, d'autre part, de l'effet direct sur la consommation de coke de la diminution de la mise au mille, on obtient ainsi une réduction d'environ 250 kg équivalent charbon par tonne de fonte (dont environ 200 kg de coke et 50 kg de gaz de haut fourneau).

Si toute cette réduction était imputable à la substitution par d'autres combustibles, on arriverait donc entre 1960 et 1970 à un accroissement maximum de la consommation de ces derniers d'environ 250 kg équivalent charbon par tonne de fonte, soit environ 20 millions de tec.

Mais, plus que le facteur substitution, ce seront l'amélioration de la charge et l'introduction de techniques nouvelles qui entraîneront la baisse de la mise au mille et de la consommation spécifique de gaz de haut fourneau.

En admettant une substitution de 25 kg équivalent charbon par tonne de fonte de combustibles liquides et de gaz riches pour une réduction de 100 kg équivalent charbon de coke et de gaz de haut fourneau (soit une substitution d'environ 65 kg équivalent charbon par tonne de fonte pour une réduction d'environ 250 kg équivalent charbon) la consommation de combustibles autres que le coke et le gaz de haut fourneau serait en 1970 entre 5 et 6 millions de tec ⁽¹⁾.

(¹) Faute d'informations précises, cette évolution ne doit être considérée que comme une hypothèse de travail. A titre indicatif, on peut observer qu'elle n'est pas en contradiction avec les indications fournies par le IV^e plan français.

	1 Niveau 1960 (en kg/t de fonte)	2 Niveau prévu pour 1975 (en kg/t de fonte)	3 Réduction de la mise au mille de coke (en kg/t de fonte)	4 Augmentation de la consommation spéciale d'hydro- carbure (en kgec/t de fonte)	5 Importance de la substitution 3/4 (en %)
a	970	710	260	19	7
b	970	690	280	26	9
c	970	620	350	84	24
d	970	600	370	89	24

La consommation de combustibles autres que le coke dans les hauts fourneaux passerait donc de 8,0 millions de tec en 1960 à 7,5 millions de tec de gaz de haut fourneau plus 5-6 millions de tec d'hydrocarbure, soit 12,5-13,5 millions de tec.

A l'*aciérie*, la consommation de combustibles est pratiquement concentrée sur le procédé Martin (environ 200 kg équivalent charbon par tonne d'acier), les autres procédés ne consommant que de l'électricité et des quantités pratiquement négligeables d'autres combustibles. D'après les objectifs généraux « acier », on a retenu que la part de l'acier Martin sur la production totale d'acier de la Communauté baisserait d'environ 38 % en 1960 à environ 30 % en 1965.

En termes absolus, la quantité d'acier Martin produit dans la Communauté resterait sensiblement constante (environ 27 millions de tonnes).

Puisque, dans les aciéries Martin, on ne consomme que des combustibles liquides et des gaz riches, on ne peut envisager aucune réduction entraînée par le phénomène de substitution. Au niveau actuel des connaissances techniques, on n'a pas les éléments pour chiffrer la réduction éventuelle entraînée par le progrès technique. On garde donc, pour 1965 et 1970, une consommation égale à celle de 1960, à savoir 5-6 millions de tec.

Pour 1970, on doit considérer ce chiffre comme limite maximum.

En ce qui concerne la consommation de combustibles dans les *laminoirs* et pour les *services*, on a déjà observé, dans les dernières années passées, une réduction de la consommation de houille plus importante que l'augmentation de la consommation de fuel et de gaz riches.

En France, par exemple, on a observé que la contrepartie d'une réduction de 20 kg de combustibles solides (pour d'autres usages que l'agglomération et la réduction de minerais) a été un accroissement de 9-10 kg équivalent charbon de produits pétroliers et de gaz, mais on prévoit que dans les prochaines années les substitutions pourraient se faire dans des conditions moins avantageuses, par exemple 12-15 kg équivalent charbon pour 20 kg équivalent charbon de combustibles solides ⁽¹⁾.

Puisque les combustibles solides ne représentent que 20 % de la consommation d'énergie non électrique, pour les laminoirs et les services on a retenu entre 1960 et 1970 une réduction d'environ 5 % de la consommation spécifique d'énergie non électrique qui passerait d'environ 200 à environ 190 kg équivalent charbon par tonne d'acier; par conséquent, la consommation absolue augmenterait d'environ 16 millions de tec en 1960 à environ 21 millions de tec en 1975, ce qui est plutôt un maximum.

⁽¹⁾ Source: IV^e plan - Rapport général de la commission de l'énergie, p. 286.

On peut résumer grossièrement les résultats de ces considérations de la façon suivante :

Consommation d'énergie non électrique (sauf coke dans les hauts fourneaux et combustibles solides pour l'agglomération) (en millions de tec)

	1960	1970
Hauts fourneaux (sans coke)	8,0	13,4
Acieries	5,5	5,5
Autres	15,5	21,0
Total	29,0	39,9

Pour établir les chiffres de consommation par pays, on s'est basé sur le niveau de consommation spécifique de l'énergie non électrique considérée dans cette section par rapport à la tonne d'acier.

Pour tous les pays, on a retenu une baisse de cette consommation spécifique, sauf pour la Belgique, où on a gardé le niveau de 1960, déjà assez faible, et pour le Luxembourg, où on a admis une augmentation d'environ 10 % par rapport au niveau très faible de 1960.

C — La production de gaz de haut fourneau

La production de gaz de haut fourneau est fonction de la mise au mille de coke.

Des recherches menées pendant plusieurs années dans l'usine « Ruhrort » de la société Phoenix-Rheinrohr ⁽¹⁾ et dans d'autres usines russes, suédoises, japonaises et belges ont abouti aux conclusions suivantes :

- a) A une réduction (ou augmentation) de 10 % de la consommation spécifique de coke correspondrait une contraction (ou augmentation) de 10,5 à 11,5 % des quantités de gaz produites par tonne de fonte.

La fonction liant la réduction des quantités de gaz produites par tonne de fonte serait de forme linéaire.

En exprimant la même relation par rapport à la tonne de coke enfournée, on constate que pour une réduction (ou augmentation) de la mise au mille de 10 % la quantité de gaz haut fourneau produite par tonne de coke enfournée baisserait ou s'accroîtrait de 1,2 à 1,3 %.

⁽¹⁾ Voir « Möllervorbereitung und ihre Auswirkung auf die Betriebsergebnisse am Hochofen » dans *Stahl und Eisen*, n° 1 du 5 janvier 1961.

- b) La dégradation du pouvoir calorifique du gaz de haut fourneau serait, au contraire, une fonction non linéaire de la mise au mille.

Le pouvoir calorifique baisserait, en correspondance avec la réduction de la mise au mille, suivant un « trend » analogue à celui d'une courbe logistique.

Voici, à titre d'exemple, les réductions du pouvoir calorifique du gaz correspondant à certaines baisses de la mise au mille :

Tableau 11 — Variation du pouvoir calorifique du gaz de haut fourneau

Mise au mille		Pouvoir calorifique correspondant	
kg coke/t fonte	Réduction en %	kcal/m ³	Réduction en %
900	—	1.040	—
800	11,1	1.000	3,9
700	12,8	900	10,0
600	14,3	800	11,1

Sur la base de ces considérations techniques et de la mise au mille prévue, on a calculé une production théorique de gaz de haut fourneau. Le fait fondamental est la légère réduction de cette production, faisant suite à la très forte augmentation entre 1950 et 1960. Il s'agit là d'une modification très importante, qui aura des répercussions sur les emplois de ce gaz. Dans la mesure où on escompte encore une augmentation des débouchés dans les centrales électriques, il y aura réduction des autres usages, notamment à l'aciérie et aux laminoirs.

Tableau 12 — Production* de gaz de haut fourneau ⁽¹⁾A — En 10⁶m³/950 kcal

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	43.790	74.737	83.474	70.146	68.897	74.382
Belgique	12.842	19.474	22.526	21.803	20.467	18.276
France	30.632	45.053	54.316	52.696	50.192	50.448
Italie	1.579	4.842	6.737	12.395	15.515	17.736
Luxembourg	12.105	14.947	18.316	16.564	16.158	15.170
Pays-Bas	1.789	2.632	5.263	5.054	6.243	7.102
Communauté	102.737	161.685	190.632	178.658	177.472	183.114

B — En 10⁶ tec

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	5,9	10,1	11,3	9,5	9,3	10,1
Belgique	1,7	2,6	3,1	3,0	2,8	2,5
France	4,2	6,1	7,4	7,2	6,8	6,8
Italie	0,2	0,7	0,9	1,7	2,1	2,4
Luxembourg	1,6	2,0	2,5	2,2	2,2	2,1
Pays-Bas	0,2	0,4	0,7	0,7	0,8	1,0
Communauté	14,0	22,0	26,0	24,3	24,0	24,9

C — Par tonne de coke enfournée (en m³/950 kcal)

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	4.170	4.040	3.883	3.439	3.146	3.061
Belgique	4.281	4.057	4.023	3.825	3.355	3.046
France	3.978	4.023	3.965	3.711	3.324	3.153
Italie	3.948	3.725	3.743	3.350	3.166	3.058
Luxembourg	4.656	4.396	4.467	4.247	4.252	4.100
Pays-Bas	3.578	3.760	4.785	3.888	3.902	3.738
Communauté	4.159	4.065	3.999	3.639	3.323	3.174

⁽¹⁾ En raison d'arrondissements et de conversions, les chiffres pour la Communauté peuvent différer du total des chiffres des pays.

Récapitulation

L'ensemble des estimations faites pour la consommation d'énergie non électrique peut être récapitulé dans un tableau présentant la consommation brute d'énergie non électrique de la sidérurgie, pour l'ensemble de la Communauté et par pays.

Tableau 13 — Consommation brute d'énergie non électrique de la sidérurgie (en millions de tec)

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	20,5	31,4	36,3	37,4	42,8	47,7
Belgique	4,5	6,8	7,8	8,9	10,0	10,1
France	12,3	17,2	21,1	24,2	27,6	30,1
Italie	1,7	3,4	4,9	8,8	11,1	12,6
Luxembourg	3,5	4,6	5,4	5,7	5,8	5,9
Pays-Bas	1,0	1,5	2,5	3,0	3,7	4,1
Communauté	43,5	64,9	78,0	88,0	101,0	110,5

Les chiffres du tableau 13 ne peuvent pas être incorporés tels quels dans le bilan énergétique d'ensemble en équivalent d'énergie primaire. En effet, la consommation de coke au haut fourneau donne lieu à une production de gaz de haut fourneau qui est à son tour consommée. Au niveau de l'énergie primaire, il faut éviter de comptabiliser séparément ces deux consommations qui résultent d'une même quantité d'énergie primaire. A cette fin, on a, pour le bilan d'ensemble, déduit de la consommation brute non électrique de la sidérurgie les quantités produites de gaz de haut fourneau. Ces chiffres figurent au tableau 14 et sont repris dans les tableaux de synthèse de l'annexe 2.

Tableau 14 — Consommation nette d'énergie non électrique de la sidérurgie ⁽¹⁾ (en millions de tec)

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	14,6	21,3	25,0	27,9	33,5	37,6
Belgique	2,8	4,2	4,7	5,9	7,2	7,6
France	8,1	11,1	13,7	17,0	20,8	23,3
Italie	1,5	2,7	4,0	7,1	9,0	10,2
Luxembourg	1,9	2,6	2,9	3,5	3,6	3,8
Pays-Bas	0,8	1,1	1,8	2,3	2,9	3,1
Communauté	29,5	42,9	52,0	63,7	77,0	85,6

⁽¹⁾ En raison d'arrondissements et de conversions, les chiffres pour la Communauté peuvent différer du total des chiffres par pays.

ANNEXE 4

Les besoins en combustibles des « autres industries »

SOMMAIRE

<i>Introduction</i>	297
<i>Section I: ÉTUDE RÉTROSPECTIVE 1950-1960</i>	298
A — Généralités	298
B — Évolution 1950-1960	299
I — Liaisons entre la consommation d'énergie et la production industrielle	300
1. L'élasticité de la consommation par rapport à la production industrielle	301
2. Consommation unitaire	301
3. Influence des changements de structure sur la consommation d'énergie	302
a) Variations de structure et consommation d'énergie globale en Italie	303
b) Variations de structure et consommation d'énergie non électrique en Allemagne	304
4. Consommation unitaire d'énergie par branches	305
II — Répartition par combustibles de la consommation non électrique en 1950 et en 1960	306
<i>Section II: PERSPECTIVES</i>	307
A — Base des prévisions	307
B — Résultats des différentes extrapolations	308
C — Critique et propositions	309
I — Remarques générales	309
II — Résultats prospectifs	310
1. Brève analyse par pays	310
a) Allemagne (R.F.)	310
b) Belgique	311
c) France	311
d) Italie	311
e) Luxembourg	312
f) Pays-Bas	312
2. Résultats pour la Communauté	312
3. Répartition par combustibles de l'énergie non électrique	312
<i>Récapitulation</i>	313
<i>Appendice 1 : Sources statistiques</i>	315
<i>Appendice 2 : L'influence des changements de la structure sur la consommation d'énergie des « autres industries »</i>	317
<i>Appendice 3 : Tableaux de synthèse: Ajustements calculés pour les « autres industries »</i>	321

Liste des tableaux

1 — Consommation d'énergie non électrique par sous-secteur — Allemagne (R.F., sans la Sarre), 1959	298
2 — Consommation d'énergie non électrique par secteur — France, 1955.....	299
3 — Accroissement annuel de la consommation d'énergie non électrique dans les pays de la Communauté, 1950-1960	299
4 — Taux d'accroissement moyens de la production industrielle et de la consommation d'énergie — « autres industries » —, 1950-1960	300
5 — Élasticité de la consommation d'énergie par rapport à la production industrielle, 1950-1960	301
6 — Évolution de la consommation unitaire, 1950-1960 — variation moyenne	302
7 — Répartition par secteur de la production des industries manufacturières (y compris la sidérurgie), 1956 et 1959	303
8 — Variation de la consommation d'énergie utile en Italie, 1950-1960, influence de la croissance générale, des modifications de structure et des changements techniques par secteur	304
9 — Consommation unitaire d'énergie utile dans quelques grands secteurs des « autres industries » en Allemagne (R.F.) et en Italie, 1950, 1955, 1959	305
10 — Part des combustibles dans la consommation non électrique, 1950 et 1960.....	307
11 — Résultats des différentes extrapolations : taux d'accroissement moyens de la consommation d'énergie, 1960-1970	308
12a — Consommation d'énergie non électrique, 1950-1970 — Taux de variation moyens.....	310
12b — Énergie non électrique — Évolution de la consommation unitaire.....	310
12c — Énergie non électrique — Élasticité de la consommation par rapport à la production industrielle	310
13 — Extrapolation mécanique de la part des combustibles dans l'énergie non électrique de 1950-1960 à 1970	313
14 — Consommation d'énergie non électrique des « autres industries », 1950-1975....	314

Introduction

La présente annexe vise à estimer les besoins d'énergie des « autres industries ». Ce secteur couvre l'ensemble des industries à l'exception de la sidérurgie et des producteurs d'énergie (charbonnages, raffineries, etc.), en faisant abstraction des centrales électriques des autoproducteurs.

L'étude se limite à examiner l'évolution de la consommation d'*énergie non électrique*, la consommation d'électricité de ce secteur étant étudiée à l'annexe 7. Cette démarche suppose que, dans ce secteur, on peut considérer comme négligeable la substitution entre ces deux catégories de produits énergétiques, la première étant destinée à couvrir des besoins thermiques, la seconde essentiellement des besoins d'énergie mécanique.

La première section résume, en grandes lignes, l'évolution de la consommation d'énergie depuis 1950, en essayant de voir dans quelle mesure la production industrielle, le progrès technique et les changements de structure ont influé sur les débouchés de l'énergie et jusqu'à quel degré on peut admettre que ces influences continueront à jouer dans l'avenir. La deuxième section s'occupe des perspectives de consommation en 1965, 1970 et 1975; elle explicite les bases des estimations, les résultats d'une extrapolation simple de la tendance 1950-1960 et les raisonnements qui ont conduit aux chiffres finalement retenus.

Tous les calculs ont été établis sur des chiffres de *livraisons*. En effet, les statistiques de variations de stocks, qui seules permettent d'évaluer la consommation réelle, n'étaient disponibles que depuis 1954 et ce pour les combustibles solides seulement. Dans l'intérêt de l'homogénéité de la présentation, on s'est, dans ces conditions, limité à raisonner sur les chiffres de livraison ⁽¹⁾. Les sources utilisées figurent à l'appendice 1.

⁽¹⁾ Des calculs additionnels effectués sur des séries corrigées à partir de 1954 ont montré que cette simplification est acceptable : les résultats de l'extrapolation sur 1970 sont presque les mêmes.

Section I

Étude rétrospective 1950-1960

A — Généralités

En 1960, la consommation d'énergie non électrique des industries autres que la sidérurgie s'est élevée à 88 millions de tec, soit 19 % de la consommation totale d'énergie de la Communauté.

L'état actuel des statistiques ne permet pas encore de présenter au niveau de la Communauté la structure de cette consommation par grands sous-secteurs. L'exemple de l'Allemagne et de la France donne, cependant, une notion des ordres de grandeur. En Allemagne, en 1959, la chimie, l'industrie de matériaux de construction, les denrées alimentaires et le papier représentaient ensemble environ 60 % de l'énergie utilisée dans l'ensemble des industries autres que la sidérurgie (tableau 1).

Tableau 1 — Consommation d'énergie non électrique par sous-secteur ⁽¹⁾ — Allemagne (R.F., sans la Sarre), 1959

Sous-secteur	En % de l'industrie	En % des besoins de toute l'économie
Chimie	24,6	5,1
Carrières, cimenteries, etc. (« Steine und Erden »)	20,3	4,2
Denrées alimentaires	9,5	2,0
Papier	7,3	1,5
Textiles	5,9	1,2
Construction de machines	3,2	0,7
Verre	4,0	1,0
Électrotechnique	1,5	0,3
Divers	23,7	5,0
Consommation des industries autres que la sidérurgie	100	21,0
Autres consommateurs (production d'énergie, sidérurgie, transports, foyers domestiques)		79,0
Consommation totale		100 ⁽²⁾

⁽¹⁾ Y compris la consommation des autoproducteurs d'électricité.

⁽²⁾ Référence : Énergie primaire.

Sources: Statistisches Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland 1961; V. Paretti et G. Bloch.

En France, presque deux tiers de l'énergie non électrique se répartissent entre les activités « extraction, matériaux de construction, céramique, chimie, industrie métallurgique et mécanique ».

Tableau 2 — Consommation l'énergie non électrique par secteur - France, 1955

Secteur	Consommation en % du total
Extraction (1), matériaux de construction, ciment, chaux et céramique	25,2
Chimie	20,9
Métallurgie, mécanique	18,6
Textiles, cuirs	12,5
Papier, bois	9,9
Alimentation	5,7
Verrerie	5,0
Caoutchouc	1,8
Divers	0,4
Total de l'industrie	100

(1) Sans producteurs d'énergie.

B — Évolution 1950-1960

Entre 1950 et 1960, la consommation d'énergie des autres industries de la Communauté s'accrut en moyenne de 4,2 % par an. Le tableau suivant montre des différences assez considérables de ce taux de pays à pays.

Tableau 3 — Accroissement annuel de la consommation d'énergie non électrique dans les pays de la Communauté, 1950-1960 (en %)

Pays	Consommation d'énergie non électrique
Allemagne (R.F.)	3,8
Belgique	(— 2,6)
France	3,3
Italie	10,8
Luxembourg	4,5
Pays-Bas	4,4
Communauté	4,2

Source: V. Paretti et G. Bloch.

Ces divergences peuvent être attribuées à des différences dans les taux d'expansion industrielle, dans les fonctions liant la production industrielle et la consommation d'énergie et, finalement, dans les mutations de structure.

L'accroissement annuel moyen de la *production industrielle* figure au tableau 4. On constate que les taux se rangent, pour les différents pays, entre 3,0 et 9,1%.

Tableau 4 — Taux d'accroissement moyens de la production industrielle et de la consommation d'énergie — « autres industries » —, 1950-1960 ⁽¹⁾

Pays	Production industrielle	Consommation d'énergie non électrique
Allemagne (R.F.)		
1950-1960	9,1	3,8
1955-1960	6,9	1,8
Belgique		
1950-1960	3,0	— 2,6
1955-1960	2,1	— 1,2
France		
1950-1960	● 6,4	3,3
1955-1960	7,6	4,8
Italie		
1950-1960	8,1	10,8
1955-1960	8,9	11,8
Luxembourg		
1950-1960	4,4	4,5
1955-1960	3,6	1,9
Pays-Bas		
1950-1960	5,8	4,4
1955-1960	5,7	5,2
Communauté		
1950-1960	7,5	4,2
1955-1960	7,0	2,3

(¹) Pour la production industrielle et pour l'énergie non électrique 1950-1960 : taux r de l'ajustement du type $E = a(1+r)^t$; pour la période 1955-1960 : taux calculés par comparaison des années limites de la période.

I — Liaisons entre la consommation d'énergie et la production industrielle

Sur la base des chiffres rétrospectifs, on a calculé une série de relations visant à expliquer l'évolution de la consommation d'énergie par le développement de la production industrielle et par l'influence du progrès technique (cf. annexe 1 — Généralités sur la méthode de prévision des besoins d'énergie).

L'influence de la *température* sur la consommation fut négligée : on peut supposer que pour la plupart des industries diverses ce facteur ne joue pas un rôle important. Les variables expliquées, les grandeurs explicatives et les formes des principales fonctions ajustées sont résumées dans le cadre suivant :

Variable expliquée	Variables explicatives	Forme de la fonction
Énergie non électrique et Électricité (E)	1. Temps (trend) 2. Production industrielle 3. Production industrielle et temps	$E = a (1 + r)^t$ (Relation I) $E = b (PI)^\alpha$ (Relation II) $E = c (PI)^\alpha (1 + r)^t$ (Relation III)
Consommation unitaire (indices) (E/PI)	Temps	$\frac{E}{PI} = k (1 + r)^t$ (Relation IV)

Tous les résultats et les coefficients de corrélation exprimant la qualité statistique de ces résultats figurent en détail dans les appendices. On se limitera à présenter, ci-dessous, les aspects les plus intéressants.

1. L'élasticité de la consommation par rapport à la production industrielle

On s'aperçoit que les élasticités de la consommation par rapport à la production industrielle sont assez différentes par pays (tableau 5).

Tableau 5 — Élasticité de la consommation d'énergie par rapport à la production industrielle, 1950-1960 ⁽¹⁾

Pays	Énergie non électrique
Allemagne (R.F.)	0,45
Belgique	0,55
France	1,31
Italie	(1,17)
Luxembourg	0,75
Pays-Bas	
Communauté	0,59

⁽¹⁾ Coefficient α dérivé de la formule $E = b (PI)^\alpha$.

En fait, on peut distinguer deux groupes de pays : en Allemagne, en France et aux Pays-Bas, l'élasticité est très inférieure à 1, en Italie et au Luxembourg, on constate le phénomène inverse (le coefficient dérivé pour la Belgique était inutilisable). La moyenne de 0,59 pour la Communauté signifie que, pour un accroissement de la production industrielle de 8 %, on a enregistré une augmentation des besoins d'énergie non électrique d'environ 5 % seulement.

2. Consommation unitaire

L'élasticité de la consommation par rapport à la production trouve son complément dans l'évolution de la consommation unitaire : si, dans la Communauté, une croissance de la production de 8 % ne faisait monter les besoins d'énergie que de 5 %, il y a eu — grossièrement — une réduction de la con-

sommission spécifique de 3 %. L'évolution des rendements de l'énergie dérivés des formules ajustées ressort du tableau suivant.

Tableau 6 — Évolution de la consommation unitaire, 1950-1960 ⁽¹⁾ — variation moyenne (en %)

Pays	Énergie non électrique
Allemagne (R.F.)	— 5,0
Belgique	— 5,5
France	— 2,9
Italie	+ 2,4
Luxembourg	+ 0,6
Pays-Bas	— 1,3
Communauté	— 3,1

⁽¹⁾ Coefficient r de l'ajustement $E/PI = k(1+r)^t$.

La consommation unitaire d'énergie non électrique a fortement diminué en Allemagne, en Belgique et en France.

Comme on parle, jusqu'ici, de l'ensemble des « autres industries », les taux résumés au tableau 6 peuvent refléter :

- des variations de structure (importance relative des différentes industries);
- le développement de la consommation spécifique par secteur.

3. Influence des changements de structure sur la consommation d'énergie

Pour la plupart des pays membres de la Communauté, les statistiques disponibles ne permettent pas d'analyser de façon satisfaisante l'influence qu'exercent, sur la consommation d'énergie, les mutations dans la structure économique. A titre d'indication, on a reproduit, au tableau 7, la répartition par secteur de la production des industries manufacturières (y compris la sidérurgie) en 1956 et 1959. D'importantes variations de structure se font sentir déjà dans une période de trois ans : dans presque tous les pays, la chimie est en forte expansion pendant que la part de l'industrie textile va en diminuant. Pour la Belgique et les Pays-Bas, ce développement est confirmé par une analyse à plus long terme (10 et 8 années).

Puisque la chimie consomme, par unité de valeur ajoutée, plus d'énergie que les textiles, on s'attendrait à ce que les variations de structure élargissent les débouchés de l'énergie.

Tableau 7 — Répartition par secteur de la production des industries manufacturières (y compris la sidérurgie), 1956 et 1959

Industrie	Allemagne (R.F.) (sans la Sarre)		Belgique		France		Italie		Luxembourg		Pays-Bas	
	1956	1959	1956	1959	1956	1959	1956	1959	1956	1959	1956	1959
Alimentation, boissons et tabac	17,4	17,2	8,4	8,9	7,2	6,8	12,5	11,4	3,3	4,9	24,6	23,3
Textiles	9,7	8,4	16,7	15,5	9,5	8,0	10,5	10,0	—	0,1	9,6	8,7
Métaux de base	8,1	7,3	18,2	18,3	9,3	9,0	12,5	11,4	76,0	76,6	3,0	3,2
Transformation des métaux	31,8	32,6	39,3	38,6	32,4	32,1	24,5	24,1	6,1	5,6	32,9	34,1
Produits chimiques	10,9	12,8	6,8	7,1	14,0	16,5	22,0	24,9	7,1	5,2	11,4	12,0
Autres	22,0	21,6	10,6	11,6	27,6	27,7	18,0	18,2	7,6	7,6	18,5	18,7
Industries manufacturières Total ⁽¹⁾	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

⁽¹⁾ Écarts à imputer à l'arrondissement des chiffres.
Source: O.E.C.E., Statistiques industrielles.

a) *Variations de structure et consommation d'énergie globale en Italie*

Sur la base de données fournies par l'ENI, il a été possible de faire une estimation de l'influence des variations de structure sur la consommation globale d'énergie utile en Italie de 1950 à 1960 ⁽¹⁾. Une méthode décrite en appendice aboutit au résultat que, d'une augmentation de la consommation globale de 6,0 millions de tec, on peut attribuer :

- aux variations de structure + 0,7 million de tec
- au progrès technique — 0,8 million de tec
- à l'accroissement général de la production + 6,1 millions de tec

L'augmentation de la consommation d'énergie aurait donc été déterminée essentiellement par le développement de la production. Les économies d'énergie dues au progrès technique, d'ailleurs assez réduites, auraient été, entre 1950 et 1960, largement compensées par les changements de structure. Comme on déduira du tableau 8 détaillé par secteur, l'apport structurel le plus important a été celui de la chimie. Si on néglige les intercorrélations entre la croissance économique, les mouvements de structure et le progrès technique, on peut dire que l'augmentation de la consommation d'énergie utile de 1950 à 1960 aurait été, sans mouvements de structure, inférieure d'environ 10 % ⁽²⁾.

⁽¹⁾ Le bilan rétrospectif de l'ENI se réfère à la consommation d'énergie utile globale (électricité comprise). Pour la conversion, l'ENI utilisait les coefficients proposés dans « Études sur la structure et les tendances de l'économie énergétique dans les pays de la Communauté », Comité mixte - Conseil de ministres - Haute Autorité, p. 22, c'est-à-dire 0,45 pour les combustibles solides 0,59 pour les liquides, 0,65 pour le gaz et 0,80 pour l'électricité.

⁽²⁾ Comme il s'agit d'énergie « utile » et comme l'analyse ne recouvre pas tous les secteurs des autres industries, cette généralisation ne peut donner qu'un ordre de grandeur.

Tableau 8 — Variation de la consommation d'énergie utile en Italie, 1950-1960, influence de la croissance générale, des modifications de structure et des changements techniques par secteur ⁽¹⁾ (en 1.000 tec)

Industrie	Variation de la consommation totale	Imputation		
		Croissance générale	Modifications de structure	Changements techniques
Alimentation	+ 446	+ 990	— 551	+ 7
Textiles	+ 196	+ 860	— 653	— 11
Papier	+ 335	+ 291	— 48	+ 92
Chimie	+ 2.487	+ 1.346	+ 1.387	— 246
Minéraux non ferreux	+ 1.783	+ 1.838	+ 649	— 704
Mécanique	+ 726	+ 757	— 97	+ 66
Total ⁽¹⁾	+ 5.973	+ 6.082	+ 687	— 796

⁽¹⁾ Sans extraction de minéraux, sans les industries du vêtement, du cuir, du bois, du caoutchouc, de l'imprimerie.

b) *Variations de structure et consommation d'énergie non électrique en Allemagne*

Pour l'Allemagne, on a recherché l'influence des variations de structure sur la consommation *sans électricité*. Si on juge d'après l'importance du progrès technique et de la croissance générale, les calculs effectués portent à conclure qu'en République fédérale, les modifications de structure n'ont que faiblement affecté la consommation d'énergie du secteur « autres industries ». Dans la mesure où elle s'est fait sentir, l'influence a été négative ⁽¹⁾ :

Sans variations de structure, la consommation d'énergie non électrique aurait été, en 1959, supérieure d'environ 4 %.

Comparaison des indices de la production des « autres industries »

- (1950 = 100) sur la base de
- la valeur ajoutée : 1959 : 232
- la consommation d'énergie non électrique : 1959 : 225

Cette confrontation démontre que la production des grands consommateurs d'énergie est restée légèrement en arrière de l'expansion économique générale.

Imputation de la croissance de la consommation d'énergie non électrique (République fédérale, sans la Sarre) (en millions de tec)

- Augmentation de 1950 à 1959 de la consommation + 11,0
- Variation due aux modifications de structure — 1,7

⁽¹⁾ Comme la consommation de certains secteurs en 1960 n'est pas spécifiée dans l'annuaire statistique de la république fédérale d'Allemagne, l'analyse porte sur les données de 1950-1959.

— Variation due au progrès technique	— 24,4
— Variation due à la croissance générale de la production	+ 37,1

La « faiblesse » de l'incidence des modifications de structure est principalement due à des compensations internes entre les branches grosses consommatrices d'énergie : l'expansion relative de la chimie a compensé dans une large mesure le déclin relatif des autres gros consommateurs.

4. Consommation unitaire d'énergie par branches

Pour la plupart des pays membres, les informations sur la consommation d'énergie par branches sont, jusqu'ici, fragmentaires. Le rapport de l'ENI et les bilans élaborés pour l'enquête allemande sur l'énergie permettent de confronter le développement de la consommation spécifique d'énergie utile dans quelques grandes branches des « autres industries » (tableau 9). Ces données comprennent aussi la consommation d'électricité, convertie en énergie utile.

Tableau 9 — Consommation unitaire d'énergie utile dans quelques grands secteurs des « autres industries » en Allemagne (R.F.) et en Italie, 1950, 1955, 1959 (1955 = 100)

Industrie	Pays	1950	1955	1959	Variation annuelle 1950-1959 en %
Alimentation	Allemagne (R.F.)	1,36	1,00	0,91	— 4,5
	Italie	0,92	1,00	0,95	— 5,5
Textiles	Allemagne (R.F.)	1,17	1,00	0,92	— 2,7
	Italie	0,96	1,00	0,97	— 3,4
Papier	Allemagne (R.F.)	1,29	1,00	0,94	— 3,0
	Italie	0,84	1,00	0,99	+ 1,8
Chimie	Allemagne (R.F.)	1,29	1,00	0,81	— 1,6
	Italie	1,11	1,00	1,05	— 0,6
Minéraux non ferreux	Allemagne (R.F.)	1,13	1,00	0,88	— 2,8
	Italie	1,20	1,00	0,94	— 2,7
Mécanique	Allemagne (R.F.)	1,15	1,00	0,89	— 2,8
	Italie	1,00	1,00	1,05	+ 0,5

Remarque: Pour assurer une meilleure comparabilité, l'énergie électrique a été convertie en tec sur la base de 860 kcal/kWh.

On constate qu'en Allemagne tous les secteurs ont enregistré une réduction de la consommation unitaire variant entre 1,6 et 4,5 % par an. En Italie, l'industrie des minéraux non ferreux (secteur comprenant, entre autres, les cimenteries) seule voit une économie d'énergie comparable à celle de l'Allemagne. Dans presque tous les autres secteurs, le rapport entre les emplois d'énergie utile et la production est resté pratiquement inchangé ou a même légèrement augmentée (mécanique : + 0,5 %).

Un ajustement sur les consommations d'énergie, publiées dans l'Annuaire statistique allemand, donne, pour la période 1950-1959, une réduction annuelle de la consommation non électrique de 6,1% dans la chimie. Pour les

matériaux de construction, on peut confronter des éléments des statistiques allemandes et françaises : d'après le « Statistisches Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland », la consommation d'énergie unitaire dans le secteur « Steine und Erden » (comprenant les cimenteries) se serait réduite, entre 1950 et 1959, d'environ 3,5 % par an. D'une analyse CEREN ⁽¹⁾, on apprend que les emplois d'énergie par tonne de ciment produite ont diminué, entre 1952 et 1959, de 3 % par an.

Les différences dans l'évolution de la consommation unitaire de certains secteurs constatées pour l'Allemagne et pour l'Italie n'ont, jusqu'ici, pas trouvé leur explication.

Dans ces conditions, les divergences entre les évolutions par pays de la consommation unitaire de l'ensemble des « autres industries » et entre les élasticités globales restent à éclaircir. Il est probable que le problème soit lié aux niveaux différents d'industrialisation et, peut-être, à la répartition de la consommation par combustibles.

II – Répartition par combustibles de la consommation non électrique en 1950 et en 1960

Le tableau 10 donne, pour les différents pays membres, la part des divers combustibles dans l'énergie non électrique consommée par les autres industries en 1950 et en 1960.

On se borne à constater qu'en dix années la part des combustibles solides s'est fortement réduite dans tous les pays membres, et qu'en Belgique, aux Pays-Bas et en Italie le charbon a dû céder au fuel la place du combustible le plus important. Les causes de cette évolution feront l'objet d'une autre étude.

Un essai pour voir si l'introduction de différents facteurs de rendement pour les calories du charbon et du fuel-oil réduisait les écarts entre les élasticités de pays à pays a donné des résultats négatifs.

⁽¹⁾ CEREN : « Le progrès technique dans quelques industries », supplément spécial n° 1 du Bulletin trimestriel, novembre 1961, p. 29.

Tableau 10 — Part des combustibles dans la consommation non électrique, 1950 et 1960
(en %)

	1950	1960
Allemagne (R.F.)		
Combustibles solides	90	63
Combustibles liquides	2	24
Gaz	8	13
Belgique		
Combustibles solides	88	34
Combustibles liquides	9	53
Gaz	3	13
France		
Combustibles solides	76	54
Combustibles liquides	20	35
Gaz	4	11
Italie		
Combustibles solides	67	15
Combustibles liquides	26	50
Gaz	7	35
Luxembourg		
Combustibles solides	.	50
Combustibles liquides	.	38
Gaz	.	12
Pays-Bas		
Combustibles solides	73	36
Combustibles liquides	17	55
Gaz	10	9
Communauté		
Combustibles solides	82	48
Combustibles liquides	12	36
Gaz	6	16

Section II

Perspectives

A — Base des prévisions

Les estimations des besoins d'énergie dans les « autres industries » de 1960 à 1975 se fondent sur :

- le développement de la production industrielle,
- les liaisons entre production industrielle et consommation d'énergie qu'on a observées dans le passé,

— des considérations sur des changements à entrevoir dans la relation entre production industrielle et consommation d'énergie.

L'évolution probable de la production industrielle a déjà été résumée dans le chapitre I du rapport. Le problème principal de la section suivante consiste à estimer la liaison future entre production industrielle et besoins d'énergie — liaison reflétant, entre autres, les variations de structure et le progrès technique.

On analysera tout d'abord ce que donnerait, comme consommation en 1970, une extrapolation simple des formules dérivées pour la période 1950-1960. Compte tenu de ces résultats, les chiffres seront estimés en admettant un certain rapprochement des évolutions par pays. Sans qu'on présente les détails, ces chiffres satisferont en plus au critère de plausibilité de la part des « autres industries » dans la consommation globale (cf. Rapport, II,1).

Comme on ne dispose pas de prévisions détaillées par secteurs industriels, on admettra que les changements de structure du passé vont se poursuivre tels qu'ils se sont manifestés jusqu'à présent.

B — Résultats des différentes extrapolations

Combinée avec l'évolution estimée de la production industrielle, l'extrapolation des relations obtenues pour la période 1950-1960 conduit à une série d'estimations dont les valeurs absolues figurent dans l'appendice. Le tableau 11 récapitule les résultats les plus importants : les taux d'accroissement de la consommation de 1960 à 1970 d'après trois des quatre formules ajustées (relations I, II et IV). Une forte intercorrélacion entre la production industrielle et le temps dans presque tous les pays a conduit à éliminer le modèle à deux variables explicatives (relation III).

Tableau 11 — Résultats des différentes extrapolations : taux d'accroissement moyens de la consommation d'énergie, 1960-1970

Pays	Production industrielle	Taux d'accroissement en %		
		Consommation d'énergie non électrique		
		Modèle I $E = a(1+r)^t$	Modèle II $E = b(PI)^\alpha$	Modèle IV $\frac{E}{PI} = k(1+r)^t$
Allemagne (R.F.)	5,3	3,5	2,0	— 0,5
Belgique	4,8	— 3,8	—	— 2,1
France	6,2	3,0	3,4	3,5
Italie	8,3	10,1	10,9	10,8
Luxembourg	4,0	4,4	5,0	5,0
Pays-Bas	5,7	3,9	4,1	4,2
Communauté	6,1	3,7	3,2	2,4

En comparant les estimations mécaniques, on constate que ces résultats des différentes formules ne concordent pas au même degré dans tous les pays. Les taux de croissance se recoupent de façon acceptable en France, en Italie, au Luxembourg et aux Pays-Bas; en Allemagne et en Belgique, par contre, les extrapolations accusent des divergences considérables.

Les différences par pays dans les relations consommation d'énergie-production industrielle se poursuivraient dans l'avenir. Aussi, par exemple, la consommation unitaire d'énergie non électrique continuerait à augmenter en Italie, pendant qu'elle serait en regression forte dans presque tous les autres pays membres.

C — Critique et propositions

I — Remarques générales

Tout en laissant de côté, pour l'instant, la probabilité d'un rapprochement des évolutions de pays à pays, il est possible de discerner, dans certains cas, des limites supérieures et inférieures des évolutions de la consommation d'énergie. Ces limites sont représentées par les extrapolations selon les formules comprenant comme seule variable explicative le temps.

L'extrapolation de l'ajustement du type $E = a(1+r)^t$ — on le désignera dans la suite comme modèle I — implique que la consommation d'énergie se développe au rythme de la période 1950-1960.

Pour les raisons indiquées à l'annexe 1, section II, paragraphe E2, les résultats de cette extrapolation sont à considérer comme un maximum lorsqu'on s'attend à un ralentissement de l'activité industrielle par rapport à la période de référence et comme un minimum en cas d'accélération.

A l'autre extrême, on peut considérer les taux de croissance dérivés de la formule $\frac{E}{PI} = k(1+r)^t$ (relation IV). Cette relation admet une liaison directe entre production industrielle et consommation d'énergie et surtout un rythme de progrès technique *constant* dans l'utilisation de l'énergie.

S'il est improbable qu'une modification dans le rythme d'expansion industrielle ait une répercussion égale sur les économies d'énergie, il est également peu vraisemblable qu'elle n'ait *aucune* influence sur ces économies. On peut en effet admettre que de nouvelles techniques s'introduisent plus rapidement dans une économie à forte croissance où le taux d'investissement est élevé et le remplacement des équipements se fait à un rythme accéléré.

On peut en conclure que les résultats de l'extrapolation du modèle IV, qui suppose un procès technique constant, constitue probablement une limite

inférieure dans les cas où l'on s'attend à un ralentissement de l'expansion industrielle et une limite supérieure lorsqu'on prévoit une accélération. Bien entendu, ces considérations ne peuvent servir que de points de repère généraux dont l'applicabilité doit être vérifiée dans chaque cas concret.

II — Résultats prospectifs

1. Brève analyse par pays

a) Allemagne (R.F.)

En République fédérale, la croissance industrielle se réduira de façon sensible. Par conséquent, on peut admettre que la baisse de la consommation unitaire d'énergie non électrique ne se poursuivra pas au rythme des années 1950-1960. Dans ces conditions, le modèle $E = a(1+r)^t$ fournit une limite supérieure, le modèle $\frac{E}{PI} = k(1+r)^t$ une limite inférieure à l'évolution de la consommation d'énergie; on est donc conduit à s'orienter vers une valeur moyenne — vers l'extrapolation d'après la liaison II ($E = b \cdot PI^\alpha$).

Tableau 12a — Consommation d'énergie non électrique, 1950-1970 — Taux de variation moyens (en %)

Période	Allemagne (R.F.)	Belgique	France	Italie	Luxembourg	Pays-Bas	Communauté
1950-1960	3,8	2,6	3,3	10,8	4,5	4,4	4,2
1960-1970	2,3	2,1	3,2	6,8	2,4	3,8	3,6

Tableau 12b — Énergie non électrique — Évolution de la consommation unitaire (en %)

Période	Allemagne (R.F.)	Belgique	France	Italie	Luxembourg	Pays-Bas	Communauté
1950-1960	— 5,0	— 5,5	— 2,9	+ 2,4	+ 0,6	— 1,3	— 3,1
1960-1970	— 2,8	— 2,5	— 2,8	— 1,3	— 1,4	— 1,7	— 2,4

Tableau 12c — Énergie non électrique — Élasticité de la consommation par rapport à la production industrielle

Période	Allemagne (R.F.)	Belgique	France	Italie	Luxembourg	Pays-Bas	Communauté
1950-1960	0,45	.	0,55	1,31	(1,17)	0,75	0,59
1960-1970	0,43	0,44	0,52	0,82	0,60	0,67	0,59

Note: Tous les taux ont été calculés en comparant les années limites de la période.

Au vu des chiffres proposés pour les autres pays, on retient un chiffre de besoins qui se situe dans la marge d'erreur correspondant à l'application de ce modèle : 45,8 millions de tec en 1970 contre 36,4 millions en 1960. L'augmentation serait ainsi de 2,3 % par an, la réduction moyenne de la consommation unitaire se situerait aux environs de 3 %. Les estimations retenues pour 1965 et 1975 figurent au tableau récapitulatif 14. Au tableau 12, on trouvera les taux de croissance, la consommation unitaire et les élasticités 1960-1970 pour tous les pays de la C.E.C.A.

b) *Belgique*

En Belgique, l'expansion industrielle 1960-1970 retrouverait l'essor des années 1950-1955; elle serait donc beaucoup plus accentuée que dans la dernière quinquennie de la période de référence. Vu que le simple trend n'arrive pas à représenter avec précision l'évolution 1950-1960, une estimation des besoins d'énergie d'après le modèle I ne serait pas satisfaisante. La formule du type $E = b(PI)^{\alpha}$ a dû être rejetée pour sa mauvaise qualité statistique. Les emplois unitaires d'énergie finalement se sont réduits, entre 1950 et 1960, à un rythme si élevé (— 5,5 % par an) qu'on peut difficilement admettre une poursuite, voire une accélération de l'évolution passée.

Dans ces conditions, on a établi une estimation plutôt sur la base d'une comparaison avec les autres pays qu'en prolongeant la tendance 1950-1960 en Belgique. On a aussi admis une réduction moyenne de la consommation unitaire de 2,5 %. Ce taux conduit à des besoins d'énergie non électrique de 5,8 millions de tec en 1970 contre 4,7 millions de tec en 1960.

c) *France*

En France, la croissance de la production industrielle se poursuivrait sans ralentissement sensible. De ce fait, les extrapolations d'après les différentes formules donnent des résultats assez voisins. Puisque les coefficients de corrélation sont les plus hauts pour le modèle à deux variables explicatives (modèle III) et pour l'ajustement du type $E/PI = a(1+r)^t$ (modèle IV) le premier modèle étant cependant entaché d'une forte intercorrélation ($r_{PI,t} = 0,98$), on a adopté des taux de croissance à l'intérieur de la marge d'erreur du modèle IV. Ceci donne, pour 1960-1970, une réduction annuelle de la consommation unitaire de 2,8 % et des besoins absolus de 32 millions de tec en 1970 (1960 : 23,4 millions de tec).

d) *Italie*

L'accroissement de l'énergie non électrique suggéré par tous les modèles continuerait à dépasser celui de la production industrielle. Une telle évolution paraît invraisemblable : l'expansion toujours rapide de l'économie italienne devrait conduire à un rapprochement entre les techniques utilisées dans la péninsule et celles employées dans les autres pays de la Communauté, et, en conséquence, à un rapprochement dans les tendances de la consommation unitaire.

On a admis d'abord un plafonnement, puis une réduction graduelle de la consommation unitaire :

1960-1965 : $\pm 0 \%$
1965-1970 : $- 2 \%$
1970-1975 : $- 3 \%$

L'accroissement moyen des besoins non électriques serait alors de 6,8 % entre 1960 et 1970, la consommation absolue atteindrait 33 millions de tec en 1970 (1960 : 17,1 millions de tec).

e) *Luxembourg*

Au Luxembourg aussi, les besoins non électriques verraient, d'après les extrapolations mécaniques, une progression plus rapide que la production industrielle, mais il y a lieu de croire que, dans les séries de base, la consommation de produits pétroliers et de gaz de 1950 à 1955 est sous-estimée et qu'en effet il y a eu une diminution de la consommation unitaire plutôt qu'une augmentation légère, — diminution qui devrait se poursuivre. On propose une réduction des emplois par unité d'environ 1,5 % par an, la consommation 1970 se situant ainsi à près de 140.000 tec — chiffre à l'intérieur de la marge d'erreur d'une extrapolation du trend 1950-1960.

f) *Pays-Bas*

Aux Pays-Bas, l'expansion industrielle se poursuit sans inflexion notable, la qualité statistique des modèles ajustés est relativement bonne ($r > 0,9$ pour toutes formules sauf le modèle IV) et les extrapolations mécaniques ne diffèrent que peu entre elles. Il parut donc raisonnable de retenir des chiffres se situant dans la marge d'erreur de ces extrapolations et admettant une réduction de la consommation unitaire d'environ 1,7 % par an. La croissance annuelle des besoins d'énergie non électrique serait ainsi de 3,8 % entre 1960 et 1970; consommation en 1970 : 8,4 millions de tec, contre 5,8 millions en 1960.

2. *Résultats pour la Communauté*

L'addition des estimations par pays donne, pour la Communauté en 1970, une consommation d'énergie non électrique de 125 millions de tec. Se référant à l'appendice, on constatera que ces chiffres se situent à l'intérieur de la marge entre les résultats des extrapolations de l'évolution 1950-1960 relatives à l'ensemble de la Communauté.

En 1975, l'énergie non électrique atteindrait à peu près 143 millions de tec.

3. *Répartition par combustibles de l'énergie non électrique*

Une estimation de la répartition par combustibles de l'énergie non électrique est difficile sans connaissance de l'influence des prix. Néanmoins, il

paraît déjà intéressant de voir ce qui résulterait d'une extrapolation simple de l'évolution 1950-1960 (tableau 13).

Tableau 13 — Extrapolation mécanique de la part des combustibles dans l'énergie non électrique de 1950-1960 à 1970

	Combustibles solides	Combustibles liquides	Gaz	Total
Allemagne (R.F.)				
1960	63	24	13	100
1970	27	55	18	100
Belgique				
1960	34	53	13	100
1970	9	70	21	100
France				
1960	54	35	11	100
1970	26	52	22	100
Italie				
1960	15	50	35	100
1970	—	55	45	100
Luxembourg				
1960	50	38	12	100
1970	15	65	20	100
Pays-Bas				
1960	36	55	9	100
1970	5	75	20	100
Communauté				
1960	48	36	16	100
1970	17	57	26	100

Récapitulation

Sur la base des relations observées au cours de la période 1950-1960, de l'évolution prévue de la production industrielle, ainsi que de l'influence du progrès technique, l'analyse aboutit, pour la Communauté, à une consommation d'énergie non électrique de 125 millions de tec en 1970 et de 143 millions de tec en 1975, contre 88 en 1960.

Le taux moyen d'accroissement pour la période 1960-1970 serait de 3,6 %. Le tableau 14 récapitule les résultats par pays.

Tableau 14 — Consommation d'énergie non électrique des « autres industries », 1950-1975
(en millions de tec)

Année	Allemagne (R.F.)	Belgique	France	Italie	Luxem- bourg	Pays-Bas	Communauté
1950	22,3	5,3	15,9	5,8	0,06	3,6	53,1
1955	33,3	5,3	18,5	9,8	0,10	4,5	71,6
1960	36,4	4,7	23,4	17,1	0,11	5,8	87,6
1965	41,0	5,2	27,7	24,9	0,12	6,9	105,9
1970	45,8	5,8	32,0	33,0	0,14	8,4	125,1
1975	50,9	6,5	36,4	39,2	0,16	10,0	143,2

APPENDICE 1

Sources statistiques

L'étude rétrospective se base essentiellement sur les chiffres de la « Statistique de l'énergie » publiés par MM. V. Paretti et G. Bloch dans les *Informations statistiques* de l'Office statistique des Communautés européennes, 1962, n° 1-2 bis. La consommation d'électricité au Luxembourg est dérivée du volume « Les besoins et ressources du grand-duché de Luxembourg », 1961.

Des renseignements supplémentaires ont été tirés de :

- « Statistisches Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland »;
- CEREN : « Le progrès technique dans quelques industries », supplément spécial n° 1 du Bulletin trimestriel, novembre 1961, p. 29;
- ENI (Ente Nazionale Idrocarburi) : « Energie und Kohlenwasserstoffe im Jahre 1960 – Anlage zum Wirtschaftsbericht der ENI zum 30.4.1961 », p. 177-180 (tableau 322a);
- « Untersuchung über die Entwicklung der gegenwärtigen und zukünftigen Struktur von Angebot und Nachfrage in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik unter besonderer Berücksichtigung des Steinkohlenbergbaus » (Energie-Gutachten 1961).

APPENDICE 2

L'influence des changements de la structure sur la consommation
d'énergie des « autres industries »

Méthode

Soient e_t, e_o les consommations d'énergie d'une industrie dans les périodes t et o , i_t et i_o les indices de la production de cette industrie ($i_o = 100$). Le changement de la consommation d'énergie peut alors être exprimé comme

$$e_t - e_o = i_t \cdot \frac{e_t}{i_t} - i_o \cdot \frac{e_o}{i_o}$$

ce qui peut encore s'écrire, en introduisant l'indice I de la production industrielle totale :

$$\begin{aligned} e_t - e_o &= i_t \cdot \frac{e_t}{i_t} - i_t \cdot \frac{e_o}{i_o} + i_t \cdot \frac{e_o}{i_o} + I_t \cdot \frac{e_o}{i_o} - I_t \cdot \frac{e_o}{i_o} - i_o \cdot \frac{e_o}{i_o} \\ &= (i_t - I_t) \cdot \frac{e_o}{i_o} + (I_t - i_o) \cdot \frac{e_o}{i_o} + i_t \left(\frac{e_t}{i_t} - \frac{e_o}{i_o} \right) \end{aligned}$$

Le changement de la consommation d'énergie est la somme de trois éléments :

$(i_t - I_t) \cdot \frac{e_o}{i_o}$ influence des variations de la structure

$(I_t - i_o) \cdot \frac{e_o}{i_o}$ croissance générale (moyenne) de la production

$\left(\frac{e_t}{i_t} - \frac{e_o}{i_o} \right) \cdot i_t$ effets du progrès technique.

Pour l'ensemble des industries, on a

$$E_t - E_o = \sum_{k=1}^m \left[(i_t - I_t) \cdot \frac{e_o}{i_o} \right]_k + \sum_{k=1}^m \left[(I_t - i_o) \cdot \frac{e_o}{i_o} \right]_k + \sum_{k=1}^m \left[\left(\frac{e_t}{i_t} - \frac{e_o}{i_o} \right) \cdot i_t \right]_k$$

où m donne le nombre des activités.

En divisant par $\frac{E_o}{100}$ l'expression qui donne, pour l'ensemble des industries,

l'influence des mouvements de structure et en décomposant, on obtient pour les variations de structure en % de la consommation de la période o :

$$\frac{1}{E_o} \cdot \sum_{k=1}^m (i_t \cdot e_o)_k - \frac{1}{E_o} \cdot I_t \cdot \sum_{k=1}^m (e_o)_k = \sum_{k=1}^m \left(\frac{i_t \cdot e_o}{E_o} \right)_k - I_t$$

$$(i_o = 100)$$

Or, la première expression à droite est l'indice de la production industrielle pondéré avec la consommation d'énergie dans la période 0, I_t représente l'indice de la production généralement pondéré avec la valeur ajoutée.

Inversement : La méthode « traditionnelle » de comparer l'évolution de deux indices à pondération différente fera ressortir, pour la période t , un écart entre ces deux indices. Divisé par 100 et multiplié avec la consommation totale dans la période 0, cet écart donne l'influence de la structure d'après la méthode décrite ⁽¹⁾.

⁽¹⁾ Pour des raisons statistiques, les résultats ne sont pas tout à fait les mêmes dans le cas de l'Allemagne 1950-1960.

APPENDICE 3

Tableaux de synthèse: Ajustements calculés pour les «autres industries»

Abréviations utilisées

- E_{th} = énergie non électrique
- PI = indice de la production industrielle
- t = temps (1950 = 1, 1951 = 2, etc.)
- r = coefficient de corrélation

Communauté

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
<i>Énergie non électrique</i>							
Valeurs rétrospectives effectives, en millions de tec		53,1	71,6	87,6			
$\frac{E_{th}}{PI} = \text{indice}$		112	100	87			
<i>Ajustements</i>							
1. $E_{th} = 53,28 (1 + 0,042)^t$	0,902	55,2	68,2	83,8	102,9	126,4	155,2
2. $E_{th} = 4,60 PI^{0,589}$	0,939	54,3	69,4	84,6	101,3	119,9	140,3
3. $E_{th} = 0,0058 PI^{2,261} (1 - 0,115)^t$	0,983	52,5	72,9	84,7	91,8	95,2	94,3
4. a) $\frac{E_{th}}{PI} = 118,2 (1 - 0,031)^t$	0,926	114,5	98,0	83,8	71,7	61,4	52,5
b) Valeurs absolues E_{th}		34,1	70,2	84,0	96,7	111,0	124,1

Allemagne (R.F.)

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
<i>Énergie non électrique</i>							
Valeurs rétrospectives effectives, en millions de tec		22,3	33,3	36,4			
$\frac{E_{th}}{PI} = \text{indice}$		120	100	78			
<i>Ajustements</i>							
1. $E_{th} = 23,57 (1 + 0,038)^t$	0,821	24,5	29,5	35,5	42,7	51,4	61,9
2. $E_{th} = 3,86 I^{0,442}$	0,880	23,5	30,4	35,4	39,9	44,5	49,6
3. $E_{th} = 0,04 I^{1,594} (1 - 0,098)^t$	0,942	21,9	33,0	33,7	30,9	27,3	24,0
4. a) $\frac{E_{th}}{PI} = 128,8 (1 - 0,05)^t$	0,951	122,4	95,0	73,7	57,2	44,4	34,4
b) Valeurs absolues E_{th}		22,8	31,6	34,4	34,9	34,6	34,1

Belgique

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
<i>Énergie non électrique</i>							
Valeurs rétrospectives effectives, en millions de tec		5,3	5,3	4,7			
$\frac{E_{th}}{PI}$ = indice		125	100	80			
<i>Ajustements</i>							
1. $E_{th} = 5,67 (1 - 0,026)^t$	0,605	5,5	4,8	4,2	3,7	3,2	2,8
2. $E_{th} = 0,001 PI^{1,966} (1 - 0,081)^t$	0,864	5,1	5,2	4,2	4,3	4,5	4,7
3. a) $\frac{E_{th}}{PI} = 133,1 (1 - 0,055)^t$	0,907	125,8	95,0	71,1	54,1	40,8	30,2
b) Valeurs absolues E_{th}		5,3	5,0	4,2	4,0	3,8	3,6

France

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
<i>Énergie non électrique</i>							
Valeurs rétrospectives effectives, en millions de tec		15,9	18,5	23,4			
$\frac{E_{th}}{PI}$ = indice		113	100	88			
<i>Ajustements</i>							
1. $E_{th} = 15,90 (1 + 0,033)^t$	0,866	16,4	19,4	22,8	26,8	31,6	37,2
2. $E_{th} = 1,49 PI^{0,554}$	0,923	16,4	19,1	23,4	27,8	32,7	37,8
3. $E_{th} = 0,026 PI^{1,511} (1 - 0,059)^t$	0,961	16,8	18,7	23,9	28,3	32,3	35,5
4. a) $\frac{E_{th}}{PI} = 122,1 (1 - 0,029)^t$	0,930	118,5	102,3	88,3	76,2	65,8	56,8
b) Valeurs absolues E_{th}		16,7	18,9	23,5	27,8	32,0	36,0

Italie

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
<i>Énergie non électrique</i>							
Valeurs rétrospectives effectives, en millions de tec		58	98	171			
$\frac{E_{th}}{PI} = \text{indice}$		90	100	114			
<i>Ajustements</i>							
1. $E_{th} = 5,19 (1 + 0,108)^t$	0,982	5,8	9,6	16,1	26,8	44,9	74,9
2. $E_{th} = 0,023 PI^{1,31057}$	0,993	5,7	9,8		29,4	48,1	72,7
3. $E_{th} = 0,00072 PI^{2,154} (1 - 0,065)^t$	0,995	5,6	9,8	17,0 17,6	24,9	49,5	69,7
4. a) $\frac{E_{th}}{PI} = 86,0 (1 + 0,024)^t$	0,864	88,1	99,3	111,9	126,1	142,1	160,1
b) Valeurs absolues E_{th}		57,0	97,3	167,8	28,7	47,1	72,6

Luxembourg

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
<i>Énergie non électrique</i>							
Valeurs rétrospectives effectives, en millions de tec		0,06	0,10	0,11			
$\frac{E_{th}}{PI} = \text{indice}$		108	100	98			
<i>Ajustements</i>							
1. $E_{th} = 0,07 (1 + 0,045)^t$	0,710	0,07	0,09	0,11	0,14	0,17	0,21
2. $E_{th} = 0,0004 PI^{-1,171}$	0,767	0,07	0,09	0,11	0,14	0,18	0,22
3. $E_{th} = 0,0003 PI^{-1,280} (1 - 0,003)^t$	0,767	0,07	0,09	0,11	0,14	0,18	0,22
4. a) $\frac{E_{th}}{PI} = 88,46 (1 + 0,006)^t$	0,143	89,00	91,60	94,30	97,08	99,95	102,90
b) Valeurs absolues E_{th}		0,07	0,09	0,11	0,10	0,10	0,10

Pays-Bas

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
<i>Énergie non électrique</i>							
Valeurs rétrospectives effectives, en millions de tec		3,6	4,5	5,8			
$\frac{E_{th}}{PI} = \text{indice}$		108	100	98			
<i>Ajustements</i>							
1. $E_{th} = 3,46 (1 + 0,044)^t$	0,901	3,6	4,5	5,6	6,9	8,5	10,6
2. $E_{th} = 0,143 PI^{0,755}$	0,912	3,9	4,6	5,7	7,0	8,7	10,7
3. $E_{th} = 0,254 PI^{0,618} (1 + 0,008)^t$	0,912	3,7	4,6	5,7	7,0	8,7	10,7
4. a) $\frac{E_{th}}{PI} = 112,7 (1 - 0,013)^t$	0,548	111,2	104,0	97,2	91,0	85,1	79,6
b) Valeurs absolues E_{th}		3,7	4,7	5,8	7,0	8,8	10,8

ANNEXE 5

Les besoins d'énergie des transports

(Carburants et combustibles)

SOMMAIRE

Introduction

a) Définition du secteur transport et des énergies examinées	331
b) Généralités sur la prévision dans le domaine des transports	331

Section I : LES TRANSPORTS ROUTIERS 333

Introduction : Les méthodes de prévision 333

A — L'évolution du parc 334

1. Parc de voitures particulières et commerciales 334

2. Parc de véhicules utilitaires 342

B — Consommation de carburants 344

1. Partage essence-diesel 345

2. Consommations unitaires 346

3. Consommations globales 349

C — Relativité des prévisions 350

1. Les taxes sur les carburants 350

2. L'infrastructure routière 352

Section II : LES AUTRES SECTEURS DE TRANSPORT 353

A — Les chemins de fer 353

B — La navigation intérieure 354

C — La navigation aérienne 356

Section III : RÉCAPITULATION GÉNÉRALE DES PRÉVISIONS DE CONSOMMATION DE CARBURANTS 357

Appendice 1 : Prévisions, par pays, de la consommation de carburants des transports routiers .. 363

Appendice 2 : Sources statistiques 369

Liste des tableaux

1 — Évolution du parc de voitures particulières et commerciales	335
2 — Taux de motorisation et revenus par habitant	335
3 — Taux de motorisation et taux de croissance annuels	336
4 — Taux de motorisation — Évolutions régionales	
Allemagne (R.F.)	336
France	337
Italie	337
5 — Comparaison des prévisions de parcs de voitures particulières et commerciales	340
6 — Parc de voitures particulières et commerciales 1960-1975, en milieu d'année	341
7 — Taux de motorisation et produit national brut par habitant 1960-1975	342
8 — Taux d'élasticité des parcs ajustés de véhicules utilitaires en fonction du PNB et de la production industrielle	343
9 — Parc de véhicules utilitaires 1960-1975	344
10 — Consommation unitaire des voitures à essence	348
11 — Consommation unitaire des véhicules utilitaires à essence	348
12 — Consommation unitaire des véhicules utilitaires diesel	348
13 — Consommation d'essence des transports routiers 1960-1975	350
14 — Consommation de gas-oil des transports routiers 1960-1975	350
15 — Comparaison des cylindrées moyennes du parc de voitures particulières et des taxes sur l'essence	352
16 — Réseau routier et autoroutes	352
17 — Consommation d'énergie non électrique dans les chemins de fer 1960-1975 ...	354
18 — Consommation d'énergie dans la navigation intérieure 1960-1975	355
19 — Évolution technique du parc aéronautique civil mondial	357
20 — Consommation d'essence (et de LPG) par secteur dans les pays de la Communauté 1960-1975	358
21 — Consommation de gas-oil moteur par secteur dans les pays de la Communauté 1960-1975	359
22 — Consommation de carburants dans la Communauté 1960-1975	360

Liste des graphiques

1 — États-Unis — Taux de motorisation et PNB par habitant	361
2 — Évolution des cylindrées moyennes des voitures particulières et commerciales ..	362

Introduction

a) *Définition du secteur transport et des énergies examinées*

Par secteur transport, il convient d'entendre ici l'ensemble des transports intérieurs de la Communauté. Ceci devrait normalement inclure tout le trafic international intracommunautaire, notamment le trafic fluvial rhénan, le trafic maritime entre des ports du Marché commun ainsi que les liaisons aériennes entre les aéroports situés dans les pays membres. En pratique et dans l'état actuel des choses, il n'est pas possible de ne pas s'écarter parfois de cette stricte définition théorique : ainsi toute la navigation de haute mer sera exclue du champ de cette étude, tandis qu'à l'inverse il faudra compter l'ensemble des besoins de carburant de l'aviation civile y compris les lignes intercontinentales.

De même, demeurent en-dehors du champ de l'étude le transport par oléoduc ou gazoduc et celui de l'énergie électrique. En définitive, sont étudiés ici les transports routiers, ferroviaires, de navigation intérieure, et aériens.

Les consommations examinées dans cette annexe excluent l'électricité, étudiée dans l'annexe 7. Du fait que les combustibles solides tendent à disparaître comme source d'énergie directe dans les transports, et que la propulsion nucléaire n'est à envisager d'ici 1975 que pour les navires de haute mer, les carburants pétroliers constitueront la part prédominante des consommations évaluées ci-dessous.

b) *Généralités sur la prévision dans le domaine des transports*

La démarche la plus logique qui viendrait à l'esprit consisterait à tenter en premier lieu de tracer une perspective globale de trafic, en distinguant bien entendu entre voyageurs et marchandises. Ces demandes globales de transport seraient ensuite à ventiler entre les différents modes de transport.

Toutefois, l'utilisation de cette méthode paraît difficilement praticable actuellement pour la Communauté, en raison du caractère fragmentaire des informations disponibles sur le volume des transports.

Sur le trafic de voyageurs, de bonnes indications statistiques sont disponibles dans les chemins de fer et, bien que sous des formes difficilement comparables, dans l'aviation civile. Pour les transports routiers en commun les indications sont déjà beaucoup moins sûres, tandis que les estimations de véhicules-kilomètres de voitures particulières sont très approximatives.

Pour le trafic de marchandises, les renseignements disponibles sont également de valeurs inégales. Relativement homogènes sur la période 1950-1960 pour les chemins de fer, les données sont d'une comparabilité plus douteuse pour la navigation intérieure, aussi bien entre les différents pays membres que dans le temps. Pour la route, le trafic de longue distance est connu avec une approximation variable dans le temps et suivant les pays, tandis que celui de courte distance est l'objet d'une incertitude élevée.

Quant aux tendances d'évolution, elles paraissent insuffisamment marquées pour pouvoir être extrapolées sans autre précaution. D'ailleurs, les séries sont trop courtes et certains chiffres trop incertains. D'un autre côté, la réalisation du marché commun ne peut manquer d'avoir, à terme, une influence sur le volume des transports de marchandises. Mais aucune étude pour mesurer cet effet ne semble avoir été tentée jusqu'à présent : elle supposerait d'ailleurs une prévision économique régionalisée dont il n'est question que depuis peu de temps.

La mise en œuvre de ce schéma nécessiterait un ensemble de recherches approfondies qui devront vraisemblablement être entreprises à l'occasion de la définition de la politique commune des transports.

Toutefois, l'objet de cette étude est différent : il s'agit seulement de fixer des ordres de grandeur de la consommation d'énergie du secteur. A cet effet, compte tenu des analyses déjà faites dans certains pays membres, il a paru préférable de procéder à un examen autonome de chacun des modes de transport. C'est seulement ensuite que s'imposerait, pour le transport des marchandises, une vérification de la cohérence des volumes de trafic correspondant aux consommations d'énergie ainsi évaluées.

Cette manière de faire trouve encore d'autres justifications. Ainsi, des facteurs sociologiques et psychologiques sont à la base de la progression de l'automobile et les véhicules routiers sont appelés à couvrir l'ensemble des transports de marchandises urbains et de courte distance. C'est pourquoi la première section relative aux besoins de *carburants routiers* s'appuiera sur une étude du trend partiellement autonome du parc automobile, d'où découlent les adaptations des autres moyens de transport concurrencés. Pour le parc de véhicules lourds affectés à des transports de longue distance, la politique d'infrastructure et de coordination des transports — qui reste à définir tant dans ses objectifs que dans le rythme de leur réalisation — pourra jouer un rôle non négligeable.

La deuxième section sera consacrée à la consommation d'énergie (non électrique ⁽¹⁾) des autres secteurs des transports. Étant donné que la consommation de carburant de chacun de ceux-ci ne présente qu'une part relativement faible de l'ensemble de la consommation en regard de la part prépondérante prise par les transports routiers, il a paru suffisant de donner un commentaire très bref aux tableaux reprenant les chiffres retenus pour les années à venir.

(1) La consommation d'électricité dans les chemins de fer est étudiée dans l'annexe 7 (v. page 414).

La consommation d'énergie dans les *chemins de fer* sera étudiée dans la mesure du possible en liaison avec les programmes envisagés à l'heure actuelle par les administrations compétentes ou les entreprises intéressées.

Une extrapolation des tendances de développement du *trafic par eau*, compte tenu des modifications éventuelles de l'infrastructure, de constructions nouvelles ou d'accroissement de capacité des ouvrages existants, conduira à évaluer un ordre de grandeur de la consommation de carburant et de combustibles de ce secteur, consommation relativement limitée d'ailleurs.

Enfin, l'extension rapide du *trafic aérien*, à laquelle on s'attend généralement, conduira à poser quelques chiffres globaux de besoins de carburant de l'aviation civile.

Section I

Les transports routiers

Introduction: Les méthodes de prévision

Une première méthode consiste à établir des prévisions globales s'appuyant sur des corrélations directes entre la consommation de carburants et les paramètres économiques généraux et éventuellement les prix. A condition de tenir compte des rendements différents des moteurs diesel et des moteurs à essence en adoptant par exemple un coefficient forfaitaire de 1,3 (1 tonne de gas-oil équivaut en rendement à 1,2 à 1,4 tonne d'essence) on obtient des résultats relativement plausibles pour certains pays; pour d'autres, par contre, l'extrapolation conduit à des résultats aberrants. Cette disparité des résultats provient de l'inégalité des niveaux de motorisation, de l'incidence des phénomènes de rattrapage à la suite de la guerre et de l'amorce de modifications profondes dans la structure des transports, notamment en ce qui concerne la répartition du trafic entre le rail et la route. A cet ensemble de facteurs s'ajoute encore l'effet des variations de prix des carburants.

L'extrapolation des corrélations globales est donc très difficile à interpréter. Ceci conduit à recourir à une méthode analytique procédant en deux étapes :

- a) Estimation de l'évolution du parc de véhicules et analyse des facteurs de modification de sa structure ⁽¹⁾;

(1) Il va de soi que les évaluations du parc futur global par pays ne permettent pas de déduire la demande intérieure d'automobiles au cours des prochaines années, car le rythme de remplacement n'a pas été étudié; il convient encore de souligner que ces projections ont un caractère conditionnel comme on le verra par la suite (fiscalité de l'automobile et des carburants, infrastructures routières, urbaines, etc.). Ces projections constituent donc, avant tout, des paramètres permettant de poser des ordres de grandeur de la demande future de carburants.

- b) Estimation de l'évolution des consommations unitaires des différents carburants par type de véhicules et extrapolation des tendances dégagées sur le long terme.

C'est cette méthode qui sera appliquée séparément aux voitures particulières et aux véhicules utilitaires.

A — L'évolution du parc

Il est nécessaire de distinguer les parcs de deux roues, de voitures particulières et commerciales et de véhicules utilitaires.

Dans le parc de deux roues, il y a une évolution caractérisée par la régression rapide des motocyclettes et, à l'inverse, par un accroissement important des cyclomoteurs avec stagnation relative des catégories moyennes, où les scooters semblent être déjà arrivés dans certains pays à un niveau de saturation. La consommation de ce parc ne représente qu'une part de l'ordre de 5 % de l'ensemble de la consommation d'essence. Elle est appelée à se maintenir ou à augmenter légèrement dans les prochaines années et, par contre, à régresser à plus long terme; de toute façon, son évolution est un facteur de second ordre pour la prévision de consommation de carburants.

1. *Parc de voitures particulières et commerciales*

A priori on peut penser que l'évolution du parc automobile est de forme logistique, c'est-à-dire qu'après une croissance rapide dans la phase initiale, l'expansion se ralentirait graduellement pour tendre vers un niveau de saturation.

En fait, dans les différents pays de la Communauté, l'expansion du parc de voitures particulières — obéissant pratiquement à une loi exponentielle — a été très rapide. Ceci correspond sans doute à des phénomènes de rattrapage faisant suite à la restauration économique d'après-guerre ou à une diffusion encore très restreinte dans certaines régions.

a) *Évolution rétrospective*

Passant de près de 3 millions de véhicules en 1950 à 12,8 millions en 1960, la parc a plus que quadruplé. Par pays, la croissance du parc a été approximativement la suivante :

Tableau 1 — Évolution du parc de voitures particulières et commerciales

Pays	Parc (en milliers) Évaluation au 1-7		Taux de croissance annuel ⁽¹⁾
	1950	1960	
Allemagne (R.F.)	570	4.337	20,7
Belgique	256	753	11,—
France	1.700	5.284	12,—
Italie	310	1.830	19,5
Luxembourg	9	36	14,9
Pays-Bas	139	512	13,9
Communauté	2.984	12.752	15,6

⁽¹⁾ Il s'agit d'un taux de croissance annuel moyen calculé sur les extrêmes. Le graphique 1 (p. 361) montre que l'approximation est satisfaisante.

Note: Les chiffres étant donnés du milieu d'année, ils diffèrent quelque peu de ceux du texte principal qui sont établis en fin d'année.

Afin de neutraliser l'influence des facteurs démographiques, et de permettre ainsi les comparaisons de pays à pays, il est préférable de raisonner sur les taux de motorisation (nombre de voitures par 100 habitants).

Tableau 2 — Taux de motorisation et revenus par habitant

Pays	Taux de motorisation		Taux d'accroissement annuel	PNB par habitant		Taux d'accroissement annuel
	1950	1960		1950	1960	
Allemagne (R.F.) (au 1-7)	1,19	8,13	21	680	1.269	6,3
Belgique (au 31-12)	3,17	8,54	10	1.063	1.331	2,1
France (au 1-7)	4,07	11,60	11	912	1.276	3,4
Italie (au 31-12)	0,73	4,04	19	387	649	5,2
Luxembourg (au 31-12)	3,19	11,80	14	1.299 ⁽¹⁾	1.441 ⁽²⁾	2,1
Pays-Bas (au 1-8)	1,37	4,46	12,5	690	977	3,8

⁽¹⁾ 1952.

⁽²⁾ 1959.

Tableau 3 — Taux de motorisation et taux de croissance annuels

Pays	Taux de motorisation (voitures par 100 habitants)				Taux de croissance annuels du taux de motorisation	
	1950	1955	1960	1961	1955/1950	1961/1955
Allemagne (R.F.) (au 1-7)	1,19	3,38	8,13	9,53	23,5	18,9
Belgique (au 31-12)	3,17	5,66	8,54	9,21	12,5	8,5
France (au 1-7)	4,07	6,41	11,60	—	9,5	12,4 ⁽¹⁾
Italie (au 31-12)	0,73	1,79	4,04	4,93	19,1	18,4
Luxembourg (au 31-12)	3,19	6,98	11,80	—	17	11,3 ⁽¹⁾
Pays-Bas (au 1-8)	1,37	2,49	4,46	5,18	12,7	12,9
Grande-Bretagne	4,60	6,84	10,76	11,40	8,3	8,9
Suède	3,61	8,77	15,87	17,35	19,4	12
Canada	13,91	18,47	22,98	23,30	5,8	3,9
États-Unis	26,59	31,52	34,29	34,57	3,5	1,5

⁽¹⁾ 1960/1955.

Tableau 4 — Taux de motorisation — Évolutions régionales

Allemagne (R.F.) 1956-1961

	1956		1961		Indice de Tm 1956 = 100	Accroissement	
	Parc ⁽¹⁾	Tm ⁽²⁾	Parc	Tm		annuel moyen %	absolu par 100 hab.,
Oberbayern	147	5,78	343	12,45	215	16,6	6,67
Wiesbaden	103	5,49	234	11,63	212	16,2	6,14
Köln	100	5,28	245	11,52	218	16,9	6,24
Hamburg	91	5,19	202	11,03	213	16,3	5,84
Nordwürttemberg	133	4,84	326	10,72	221	17,2	5,88
Hannover	64	4,56	151	10,39	228	17,9	5,83
Düsseldorf	223	4,47	542	10,09	226	17,7	5,62
Total classe I	861	5,00	2.043	10,99	220	17,1	5,99
Total classe II	852	3,98	2.134	9,42	237	18,8	5,44
Total classe III	410	3,32	1.052	8,27	249	20	4,95
Allemagne (R.F.)	2.123	4,16	5.229	9,69	233	18,4	5,53

⁽¹⁾ En milliers.⁽²⁾ Nombre de véhicules par 100 habitants.

Note: Classe I, régions à taux de motorisation élevé.

Classe II, régions à taux de motorisation moyen.

Classe III, régions à taux de motorisation faible.

France 1955-1960

	1955		1960		Indice de Tm 1955 = 100	Accroissement	
	Parc	Tm	Parc	Tm		annuel moyen %	absolu par 100 hab.
Seine Seine-et-Oise	547 133	10,30 7,48	880 281	15,57 13,61	151 182	8,7 12,7	5,27 6,13
Ensemble (région parisienne)	680	9,59	1.161	15,05	157	9,4	5,46
Autres régions de la classe I	825	8,16	1.470	13,97	171	11,4	5,81
Total classe I	1.505	8,75	2.631	14,42	165	10,5	5,67
Total classe II	706	7,08	1.281	12,61	178	12,3	5,53
Total classe III	906	5,57	1.635	9,64	173	11,6	4,07
France	3.117	7,17	5.547	12,23	171	11,4	5,05

Italie 1954-1960

	1954		1960		Indice de Tm 1954 = 100	Accroissement	
	Parc	Tm	Parc	Tm		annuel moyen %	absolu par 100 hab.
Latium	86	2,46	254	6,67	271	18	4,21
Piémont	100	2,79	255	6,67	239	15,7	3,86
Val d'Aoste	2	1,99	5	5,26	264	17,5	3,27
Lombardie	167	2,48	397	5,56	224	14,5	3,08
Ligurie	32	1,99	91	5,26	264	17,5	3,27
Total classe I	387	2,49	1.002	6,04	243	16	3,55
Total classe II	295	1,27	828	3,55	280	18,5	2,28
Pouilles	28	0,83	69	2,00	241	15,7	1,17
Sardaigne	9	0,68	27	1,85	272	18,3	1,17
Abruzzes	11	0,66	30	1,79	271	18	1,13
Calabre	11	0,54	32	1,45	269	18	0,91
Basilique	3	0,40	6	0,95	238	15,5	0,55
Total classe III	62	0,68	165	1,74	256	17	1,06
Italie	744	1,55	1.995	4,04	261	17,5	2,49

Les tableaux 2 à 4 donnent l'évolution des taux de motorisation pour les pays de la Communauté, pour d'autres pays à niveau de vie élevé et aussi diverses régions de la Communauté. Il s'en dégage diverses conclusions :

- Tout d'abord les taux de motorisation ont augmenté beaucoup plus vite que les revenus; cette évolution semble traduire des phénomènes de diffusion sociologique très actifs que l'on retrouve aux États-Unis dans les années '20, époque à laquelle l'automobile est apparue comme un nouveau bien de

consommation à grande diffusion sur un marché caractérisé par des revenus déjà élevés (voir graphique 2, p. 362).

Cette diffusion correspond à l'effet conjugué de trois catégories de phénomènes :

- l'évolution du mode de vie en fonction de la technologie et du progrès social (attrait psychologique de l'automobile, allongement des congés, développement du tourisme);
- les modifications dans la répartition du revenu global;
- la tendance à la baisse des prix relatifs des voitures neuves et d'occasion; élément aléatoire pour le futur, notamment en raison des modifications éventuelles de la fiscalité spécifique.

Cet ensemble de facteurs, regroupé dans la diffusion sociologique, semble avoir joué — dans la Communauté — un rôle très important au cours des dix dernières années au point d'avoir eu un effet au moins équivalent à celui des accroissements du revenu moyen par habitant.

- b) Les taux de motorisation sont encore dans la Communauté sensiblement inférieurs à ceux de plusieurs autres grands pays, où d'ailleurs la saturation ne semble pas encore atteinte (même aux États-Unis, le taux continue à croître)
- c) Il y a une liaison entre niveau de revenu par habitant et taux de motorisation, et une liaison entre le taux d'accroissement du niveau de revenu et celui du taux de motorisation; toutefois, ces liaisons ne sont pas très nettes. A cet égard, il est frappant de constater que les disparités régionales dans les rythmes d'accroissement de la motorisation sont assez faibles (les disparités sont beaucoup plus grandes en ce qui concerne les taux eux-mêmes).
- d) Le revenu par habitant semble agir de la manière suivante sur le parc : lorsqu'il croît tout en restant à des niveaux relativement faibles, le parc n'augmente que lentement car l'acquisition de voitures ne se fait qu'à partir d'un seuil de revenu. Dès qu'il atteint des niveaux plus élevés, le taux de motorisation s'accélère, une part importante des accroissements de revenu étant consacrée à l'acquisition d'automobiles. Enfin, le développement du parc peut devenir plus lent que celui des revenus à mesure que l'on se rapproche d'un niveau de saturation. Ceci décrit une évolution de forme logistique, mais il semble que l'asymptote de cette logistique se déplace vers le haut sous l'influence de la diffusion sociologique ⁽¹⁾.
- e) L'analyse régionale, faite pour les trois principaux pays de la Communauté (voir tableau 4), montre que les régions les plus motorisées connaissent les accroissements absolus les plus forts et sont donc encore très loin de la saturation. Elle confirme, d'autre part, que la motorisation se développe moins rapidement en dessous d'un certain seuil de revenus pour s'accélérer ensuite.

⁽¹⁾ On rappellera que des prévisions de développement automobile, faites aux États-Unis en 1925, prévoyaient une saturation correspondant à un taux de motorisation de 20 voitures par 100 habitants, alors que le taux actuel a atteint environ 35 %.

Les modifications de structure du parc se caractérisent principalement par :

- une diminution générale des cylindrées moyennes, particulièrement rapide dans les pays où elles sont élevées (voir graphique 2). A l'avenir on peut cependant s'attendre à une légère augmentation des cylindrées moyennes en France et en Italie allant de pair avec la suppression des barrières douanières dans la Communauté;
- un certain développement du parc diesel, particulièrement en Allemagne où il a déjà atteint un certain niveau de saturation correspondant à un peu plus de 3 % du parc total.

b) *Perspectives d'évolution du parc*

Le nombre de facteurs qui influencent le développement du parc et leur interdépendance complique singulièrement les prévisions et on doit reconnaître qu'on est incapable actuellement de quantifier tous ces éléments.

L'analyse des tendances passées conduit toutefois à quelques conclusions simplificatrices.

Tout d'abord, il semblerait que le prix des carburants n'a qu'une influence négligeable sur le développement numérique du parc; il agirait, par contre, sur sa structure, sur son utilisation et donc sur la demande de remplacement. Certains de ces aspects seront analysés plus loin lors de l'examen de l'évolution des consommations de carburants.

De même, l'infrastructure routière n'a pas été jusqu'à présent un facteur de limitation de l'expansion du parc, et elle ne semble pas devoir le devenir avant longtemps sauf pour quelques rares régions de grande concentration urbaine.

D'une façon générale, toutes les études qui ont été faites accordent une importance particulière aux deux facteurs suivants : croissance des revenus et diffusion sociologique. Elles aboutissent à peu près toujours à envisager la poursuite de la croissance du parc mais, avec, dans le temps, un affaiblissement du taux de croissance, qu'on peut interpréter, par exemple, par une influence dégressive du facteur de diffusion sociologique.

Ainsi, en Allemagne et en Belgique, les prévisions avancées se fondent généralement sur la construction de courbes logistiques. L'application de cette méthode pose à priori un problème délicat, celui du choix du niveau de saturation.

En France, la commission des carburants du quatrième plan a fondé ses prévisions sur le rapprochement des résultats de diverses méthodes : corrélations simples parc automobile - temps ou parc automobile - revenu et corrélations multiples parc - revenu - temps. La première conduit à extrapoler le taux de croissance annuel moyen enregistré au cours des dix dernières années jusque vers 1965 et à réduire ce taux au delà. La seconde méthode examine l'élasticité entre les taux de motorisation et le revenu moyen par habitant : l'élasticité élevée constatée dans le passé ne peut être extrapolée et la prévision suppose une élasticité décroissante dans le temps joignant le taux actuel à celui observé pour les

États-Unis en 1957. La troisième étude repose sur une analyse du Credoc ⁽¹⁾ qui partant de l'examen de la répartition du parc par catégories socio-professionnelles, dégage un taux de possession par tranches de revenus des ménages et suit leur évolution dans le temps, de manière à distinguer l'influence de l'accroissement des revenus et celle de la diffusion sociologique. En extrapolant la courbe de distribution des revenus, on aboutit à une projection du parc automobile.

Une étude, faite en Italie, prévoit une augmentation du nombre de véhicules (toutes catégories) de l'ordre de 12 % par an en moyenne, de 1960 à 1965, et de 10 % ensuite jusqu'en 1970, correspondant à un taux de motorisation passant d'un peu moins de 5 en 1960 à 8 en 1965 et 13 en 1970.

Ces différentes prévisions aboutissent à des résultats parfois sensiblement divergents qui sont repris dans le tableau 5.

Tableau 5 — Comparaison des prévisions de parcs de voitures particulières et commerciales (en milliers)

	1960	1965	1970	1975
<i>Allemagne (R.F.)</i> Deutsche Shell ⁽¹⁾	4.340	8.100-8.600	11.800	14.100
<i>Belgique</i> J. Paelinck (parc privé) ⁽²⁾ Comaube ⁽⁴⁾	640 ⁽³⁾ 700	922	1.228 1.650	1.578
<i>France</i> 4 ^e plan ⁽⁴⁾ Credoc ⁽⁴⁾	5.300 5.300	8.000 8.000	10.200 10.300	13.000 13.200
<i>Italie</i> Ing. E. Minola (tous véhicules 4 roues)	2.460	4.300	7.200	—
<i>Pays-Bas</i> L. Becker ⁽⁴⁾			1.390-1.760	

⁽¹⁾ En milieu d'année.

⁽²⁾ Au 31 décembre.

⁽³⁾ 1^{er} janvier 1960.

⁽⁴⁾ Au 1^{er} janvier.

Sources :

Deutsche Shell AG Hamburg : « Prognose des Kraftfahrzeugbestandes bis 1975 », 12 septembre 1961.

J. Paelinck : « Projection du parc automobile en Belgique », *Cahiers économiques de Bruxelles*, n° 7, juin 1960, pp. 407-417.

Comaube, bulletin de la Chambre syndicale du commerce automobile de Belgique.

Quatrième plan : « Rapport général de la commission des carburants ».

H. Faure : « Un modèle prospectif du marché automobile », revue *Consommation*, n° 4, 1959 (Annales du Credoc).

Ing. E. Minola : « Il settore Automobili nel quadro dell'Economia Italiana », Istituto per gli studi di Economia (I.S.E.), 19-21 octobre 1961.

L. Becker : « De te verwachten groei van het Nederlandse personenautopark », *Economisch-Statistische Berichten*, 1960, n° 2 223, pp. 212-216.

Chacune des méthodes a ses avantages en même temps qu'elle néglige délibérément et par contrainte certains aspects. La comparaison des extrapolations

(1) Centre de recherches et de documentation sur la consommation.

et leur rapprochement de pays à pays permet d'orienter l'interprétation de ces projections, notamment en comparant les taux de motorisation et les revenus par habitant : d'une part, sous l'angle des niveaux absolus, d'autre part, sous celui des taux de croissance.

Deux confrontations à l'échelle internationale sont utiles à cet égard :

- la première examine l'évolution des taux de motorisation dans le temps dans un certain nombre de pays — ceux de la Communauté et quelques autres choisis en fonction des niveaux de motorisation et de revenu auxquels ils sont parvenus;
- la seconde consiste à regrouper les différentes projections autour de courbes de distribution des taux de motorisation en fonction des revenus analogues à celles construites pour le passé et transposées pour l'avenir. Pour l'extrapolation, deux tendances ont été considérées : d'une part, le ralentissement du déplacement de la courbe calculée traduisant l'épuisement progressif de l'effet de diffusion sociologique et, d'autre part, une certaine réduction des écarts des positions des différents pays par rapport à la courbe calculée.

Malgré toutes les réserves qu'impliquent la comparaison des revenus de pays à pays notamment en ce qui concerne les taux de change, cet examen à l'échelle internationale semble indispensable et autorise la correction de certaines évaluations tout en confirmant les résultats obtenus par d'autres méthodes dans certains pays.

Les chiffres finalement retenus sont consignés dans le tableau 6 suivant. Ils correspondent aux taux de motorisation indiqués au tableau 7 où ils figurent en regard des PNB.

Tableau 6 — Parc de voitures particulières et commerciales 1960-1975, en milieu d'année (en milliers)

Pays	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	4.337	8.600	12.000	16.000
Belgique	753	1.300	1.900	2.500
France	5.284	8.500	11.500	15.000
Italie	1.830	3.800	7.000	11.000
Luxembourg	36	50	70	100
Pays-Bas	512	1.050	1.800	2.600
Communauté (total arrondi)	12.752	23.300	34.300	47.200

Il faut souligner qu'il s'agit là d'ordres de grandeur qui sont destinés à permettre une évaluation des besoins de carburant, mais qui ne peuvent en aucune manière fournir une base précise des perspectives en matière de construction automobile (l'étude des remplacements n'a d'ailleurs pas été abordée ici).

Tableau 7 — Taux de motorisation et produit national brut par habitant 1960-1975

Pays	1960		1965		1970		1975	
	Tm	PNB	Tm	PNB	Tm	PNB	Tm	PNB
Allemagne (R.F.)	8,1	1.268	15,5	1.515	20,8	1.776	26,7	2.100
Belgique	8,5	1.331	13,8	1.557	19,6	1.835	25,1	2.160
France	11,6	1.276	18	1.587	23,3	1.904	29,1	2.280
Italie	4	650	7,5	842	13,3	1.080	20,3	1.360
Luxembourg	11,8		15,4		20,9		29,0	
Pays-Bas	4,5	975	8,6	1.140	14,0	1.374	19,3	1.650
Communauté	7,5	1.074	13,3	1.315	18,8	1.585	24,9	1.910

2. Parc de véhicules utilitaires

Le parc de véhicules utilitaires est souvent classé en cinq grandes catégories :

- camionnettes d'une charge utile inférieure à 1,5 ou 2 tonnes;
- camions affectés à des transports techniques spécialisés ou assurant un trafic de longue distance;
- tracteurs routiers;
- véhicules spéciaux;
- autocars et autobus.

Camions et camionnettes sont largement prédominants. Toutefois, l'évolution numérique du parc doit être appréciée compte tenu des variations des charges utiles et des taux d'utilisation.

Pour rendre compte de l'incidence du premier facteur, on a transformé les séries historiques en affectant les parcs réels d'un indice de charge utile moyenne, la situation en 1960 étant prise pour base ⁽¹⁾ : les extrapolations qui en résultent sont donc exprimées de la même façon, c'est-à-dire en quelque sorte en véhicules équivalents de 1960. Les chiffres ainsi définis suffisent à l'objet de cette étude qui est une prévision de consommation de carburants et non de construction de véhicules.

Diverses relations simples, exponentielles ou linéaires ont été ajustées entre des séries de parcs évalués en véhicules types et des variables explicatives telles que le produit national brut ou la production industrielle ainsi que, à titre de point de repère, le temps.

⁽¹⁾ Il n'a pas toujours été possible de rassembler des séries complètes et homogènes remontant jusqu'à 1960. En outre, les données ne sont pas toujours entièrement comparables de pays à pays, même pour les années récentes, par exemple en raison d'incertitudes sur les évaluations de véhicules envoyés à la casse et non recensés (spécialement en France).

Les coefficients d'élasticité ainsi obtenus varient sensiblement suivant les pays :

Tableau 8 — Taux d'élasticité des parcs ajustés de véhicules utilitaires en fonction du PNB et de la production industrielle

Pays	PNB	Production industrielle
Allemagne (R.F.)	0,66	0,56
Belgique	1,19	0,63
France	1,28	0,78
Italie	1,32	0,93
Pays-Bas	1,42	1,01

Ces différences traduisent non seulement l'existence de caractéristiques structurelles propres à chaque pays, mais aussi les divergences des taux de croissance des variables explicatives alors qu'une part de l'évolution des parcs est due à des «facteurs de trend».

La relation linéaire avec le produit national brut donne dans l'ensemble des résultats plausibles, à corriger dans une direction indiquée pour chaque pays par les extrapolations chronologiques et par les changements prévus dans les taux de croissance des paramètres économiques généraux.

D'autre part, on a analysé l'évolution de la structure des parcs. Dans le passé, on a observé les principales transformations suivantes :

- le parc de camionnettes croît plus vite que celui de camions et plus vite que le PNB;
- la charge utile moyenne des camions augmente sous l'effet des évolutions divergentes des différentes classes;
- la progression récente et rapide des trains routiers lourds (tracteurs et semi-remorques) introduit un nouveau facteur d'incertitude, car cette technique est susceptible de se substituer massivement au transport par camions lourds;
- la diésélisation presque totale dans les catégories de véhicules lourds avance maintenant très vite dans les classes plus légères; ce mouvement pourrait encore s'accélérer dans certains pays (France, Belgique, par exemple) avec la réalisation du marché commun et la concurrence entre constructeurs qui en résultera, à moins qu'une imposition plus sévère des véhicules diesel ne vienne corriger l'avantage artificiel créé à leur profit par la différenciation des taxes sur les carburants.

La prévision du parc réel demanderait en définitive une étude détaillée par classes de véhicules. Ceci nécessiterait une analyse complète des facteurs d'offre (évolution technologique et orientation de la construction) confrontés à ceux de

la demande (répartition du parc par année de construction, marchandises transportées et secteurs d'utilisation, etc.). La collecte de renseignements sur ces différents aspects est possible, mais elle n'a pas paru nécessaire au stade actuel.

Toutefois, des projections séparées ont été effectuées sur le parc de camionnettes d'une part, et des camions d'autre part, dans la mesure où des séries suffisamment homogènes et longues étaient disponibles. Les différents types de relations utilisées pour l'extrapolation du parc total ont été essayés et les résultats obtenus ont été utilisés dans l'interprétation et la fixation des chiffres finalement retenus au tableau 9.

On notera l'importance du parc français qui pourrait s'expliquer en bonne partie par des considérations statistiques, car les envois à la casse ne sont que très partiellement recensés et l'évaluation du rebut total pourrait pécher largement par défaut. L'examen des chiffres totaux du fichier montre, en effet, que la parc des camionnettes réputé existant comporte un peu plus de 35 % de véhicules datant d'avant 1946. Sans doute la permanence d'un parc ancien est facilitée en France par l'absence de charges fiscales fixes au delà d'un certain âge; d'autre part, diverses raisons structurelles peuvent expliquer une plus grande densité du parc en France : superficie, densité de population, part de la population rurale, etc.

On ne saurait trop souligner la signification qu'il faut attribuer aux chiffres de ce tableau : ce sont bien plus des paramètres en vue de la prévision de consommation de carburants que des projections du parc réel de véhicules utilitaires.

Tableau 9 — Parc de véhicules utilitaires 1960-1975 (en milliers d'unités à charge utile constante)

Pays	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	763	920	1.090	1.300
Belgique	177	220	270	310
France	1.635	2.050	2.600	3.200
Italie	581	840	1.180	1.550
Luxembourg	9	11	13	15
Pays-Bas	168	225	310	415
Communauté	3.333 ⁽¹⁾	4.266	5.463	6.790

⁽¹⁾ Ce chiffre est un peu supérieur à celui figurant dans le tableau de la page 40 du texte principal; ceci s'explique notamment par le fait qu'il a été ici tenu compte du parc de véhicules à 3 roues en Allemagne, en Italie et aux Pays-Bas.

B — Consommation de carburants

Les prévisions de consommation de carburants basées sur les consommations unitaires posent plusieurs problèmes complexes :

- le partage du parc en véhicules à essence et en véhicules diesel;
- la ventilation de la consommation de chaque type de carburant entre les voitures particulières, les véhicules utilitaires et les autres usages (deux roues);
- l'évolution de la consommation unitaire dans le futur en fonction des facteurs propres à chaque type d'utilisation des véhicules et des interventions des États principalement dans les domaines de la fiscalité et de l'infrastructure.

1. *Partage essence-diesel*

a) *Voitures particulières et commerciales*

Le pourcentage de voitures particulières équipées en diesel est faible. La proportion la plus élevée a, jusqu'à présent, été observée en Allemagne en 1955, année au cours de laquelle elle a atteint 3,55 %; depuis cette date le pourcentage régresse légèrement au fur et à mesure du développement du parc. Les inexactitudes dans l'évaluation sur le partage essence-diesel ne risquent donc pas de conduire à des erreurs importantes dans la suite des calculs sur les autres données de consommation. Des hypothèses approximatives et plausibles d'évolution ont donc été posées dans chaque pays pour régler cette question : elles supposent, bien entendu, qu'il n'y ait pas de changement technologique révolutionnaire susceptible de modifier complètement la physionomie du problème.

b) *Véhicules utilitaires*

Ici le problème est complexe pour les raisons suivantes :

- la parc de véhicules utilitaires n'est pas homogène; il se compose de différentes classes qui n'évoluent pas de manière homothétique ainsi qu'on l'a vu plus haut;
- l'équipement en diesel progresse généralement des catégories lourdes vers les plus légères et à des vitesses différentes suivant les classes;
- les projections du parc total (tableau 9) sont exprimées en véhicules type 1960, c'est-à-dire en nombre de véhicules fictifs d'une charge utile moyenne égale à celle de 1960.

Il n'est donc pas possible de raisonner en fonction d'extrapolations du taux de diésélisation qui seraient définies comme le rapport du nombre de véhicules diesel à celui de l'ensemble (ajusté ou non). Il est indispensable d'utiliser la notion déjà introduite précédemment du taux de diésélisation exprimant le rapport des capacités de transport ⁽¹⁾.

Les pourcentages de diésélisation ainsi définis ont été extrapolés sur le futur en tenant compte des observations faites à la section I sur l'évolution structurelle

⁽¹⁾ Capacité de transport = nombre de véhicules × charge utile moyenne de la classe considérée.

des parcs de camions et de camionnettes. Il eût paru préférable de présenter des fourchettes; ceci n'a pas été fait en vue de simplifier la présentation des résultats.

En appliquant ces proportions au parc total projeté (tableau 7), on obtiendrait le nombre fictif de véhicules diesel prévus exprimé en équivalents 1960 (moyenne du parc total essence + gas-oil) aisément convertible en équivalents-diesel 1960 ⁽¹⁾. Le même processus permet d'obtenir un nombre de véhicules-essence en équivalents 1960 de la même catégorie.

2. Consommations unitaires

a) Chiffres actuels et rétrospectifs

Les statistiques de consommation de carburants sont données globalement pour la route ⁽²⁾ : il s'agit déjà, au moins pour le gas-oil et dans certains pays, d'estimations et non de recensements.

La ventilation de ces consommations entre les différents types de véhicules (deux roues, voitures particulières, camions et camionnettes) n'est publiée de manière suivie qu'en France, où les bases d'évaluation sont rectifiées de temps à autre en fonction de l'amélioration des connaissances. Les séries chronologiques ne sont donc pas, même dans ce cas, tout à fait homogènes.

En pratique, les problèmes posés par ces lacunes d'information sont d'importances diverses :

- L'évaluation de la consommation des deux roues porte sur des chiffres assez faibles; il a paru suffisant de transposer rapidement sur les parcs des différents pays les bases d'évaluation connues pour la France.
- Pour le gas-oil, la consommation des voitures particulières a été estimée sur la base de 2 tonnes par an et par voiture; ceci conduit à des chiffres toujours très faibles en valeur relative et à retirer du total pour déterminer les tonnages annuels consommés par les véhicules utilitaires.
- Le problème est plus complexe pour l'essence. Pour les pays pour lesquels les évaluations n'ont pas été publiées il a d'abord été tenu compte d'un ensemble d'informations de sources diverses telles que les cylindrées ou les poids moyens, les kilométrages moyens, les consommations spécifiques, etc. On a ensuite cherché un partage plausible entre la consommation des voitures particulières et celle des véhicules utilitaires en procédant par approximations successives : en posant comme hypothèse différents niveaux de consommation unitaire pour chaque type de véhicule, on a obtenu, en remontant dans le temps, une série d'évolutions dont les cohérences ont été d'une qualité très variable et parmi lesquelles on a choisi la meilleure. Là où le pourcen-

⁽¹⁾ En pratique, cette conversion n'est pas nécessaire, mais son calcul peut faciliter la lecture des résultats et permettre d'en vérifier la plausibilité par référence à des consommations spécifiques connues soit statistiquement, soit en fonction de données techniques.

⁽²⁾ Paretti et Bloch : « *Statistiques de l'énergie* ». Office statistique des Communautés européennes, 1962.

tage d'utilisation du parc utilitaire est important (Allemagne et Italie), les erreurs d'évaluation dans ce domaine devraient normalement avoir une incidence faible; comme, pour la France, les estimations existent, c'est finalement pour les pays du Benelux que la question s'est posée avec le plus d'acuité.

Malgré les difficultés signalées plus haut, les estimations pour l'année 1960 semblent en général satisfaisantes. Pour l'Allemagne et l'Italie on peut considérer que la marge d'erreur ne dépasse pas 5 %; pour la France elle est plus élevée étant donné l'incertitude qui pèse sur les chiffres du parc. Dans les pays du Benelux, le degré d'incertitude dans l'évaluation des consommations unitaires d'essence provient de la faible diésélisation du parc. Aux Pays-Bas, les difficultés d'estimation sont encore renforcées par le fait que le parc de voitures particulières est relativement peu développé en comparaison du parc utilitaire à essence.

Pour les années antérieures les chiffres sont moins sûrs du fait d'imprécisions ou de lacunes dans les données statistiques et du degré plus faible de la diésélisation.

La confrontation des estimations faites pour les différents pays permet cependant de dégager certaines tendances de nature à orienter la prévision.

b) *Perspectives d'évolution*

— Voitures particulières

On semble constater une diminution quasi générale de la consommation unitaire des voitures particulières au cours des dix dernières années; la légère hausse enregistrée en Italie serait due en bonne partie aux baisses successives du prix de l'essence. D'autre part, les baisses les plus fortes ou les niveaux les plus bas se rencontrent dans les pays où le parc automobile est déjà très développé (France et Belgique) et où la cylindrée moyenne a décliné fortement (Benelux). Dans la comparaison de pays à pays, le cas de la France attire l'attention par la faiblesse de la consommation unitaire dans ce pays. Même si les chiffres du parc étaient surestimés de 10 %, la consommation unitaire se situerait encore à un niveau inférieur de 40 à 50 % par rapport à ceux des autres pays de la Communauté. Outre le fait que la France possède le parc le plus développé de la Communauté, il semble donc que la fiscalité élevée sur l'essence (et sur l'automobile en général), ainsi que peut-être une certaine insuffisance de l'infrastructure, a eu un effet marqué sur les consommations.

Si l'on s'interroge sur les causes de la baisse des consommations unitaires on est amené à relever l'action de deux catégories de facteurs.

Les premiers agissent sur la consommation spécifique des automobiles, tel le progrès technique se manifestant dans l'augmentation du rendement des moteurs et la diminution du poids des véhicules, la diminution des cylindrées moyennes liée à la diffusion de l'automobile dans les classes socio-professionnelles à revenu faible et éventuellement à l'accroissement de la fiscalité spécifique.

Les seconds affectent le degré d'utilisation des véhicules, telle la diffusion de l'automobile dans des classes socio-professionnelles qui n'en ont qu'un usage restreint, l'augmentation éventuelle des prix de l'essence et dans certains cas encore assez rares les difficultés de la circulation dues aux insuffisances de l'infrastructure routière.

Par contre, lorsqu'il s'agit de prévoir l'évolution future des consommations unitaires on est obligé de tenir compte également de certains facteurs dont l'action, plus modérée peut-être, est susceptible de faire augmenter la consommation unitaire dans certaines conditions : certains de ces facteurs tendent à augmenter les besoins de transport tels l'allongement des congés et le dévelop-

Tableau 10 — Consommation unitaire des voitures à essence (et LPG) (en tonnes par année)

Pays	1955	1956	1960	1961	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	1,16	..	1,19	1,15	1,05	1,0	0,9
Belgique	..	1,35	1,13	1,1	0,90	0,80	0,75
France	0,75	..	0,61	..	0,65	0,68	0,7
Italie	1,0	0,96	1,12	1,18	1,2	1,5	0,9
Pays-Bas	1,59	..	1,53	1,38	1,15	1,0	0,9

Tableau 11 — Consommation unitaire des véhicules utilitaires à essence (et LPG) (en tonnes par année)

Pays	1955	1956	1960	1961	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	1,19	..	1,19	1,15	1,1	1,05	1,0
Belgique	..	1,28	1,25	1,23	1,16	1,07	1,0
France	1,4	..	1,1	..	1,15	1,15	1,07
Italie	..	0,85	0,81	..	0,76	0,72	0,68
Pays-Bas	3,0	..	2,57	..	2,15	1,88	1,55

Tableau 12 — Consommation unitaire des véhicules utilitaires diesel (en tonnes par année)

Pays	1955	1956	1960	1961	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	7,9	..	7,5	7,9	8,4	8,4	8,4
Belgique	..	9,8	10,8	10,8	10,0	9,0	8,0
France	7,5	..	7,0	..	7,35	7,6	7,6
Italie	..	7,1	8,25	..	8,7	8,5	8,5
Pays-Bas	12,5	..	12,6	..	11,0	10,0	9,0

pement du tourisme, la décentralisation industrielle et administrative etc. d'autres permettent de les satisfaire tels l'augmentation des revenus par habitant, la baisse éventuelle du prix de l'essence et la modernisation de l'infrastructure routière.

Les chiffres de consommation unitaires retenus pour les années à venir tiennent compte du maintien de la tendance à la baisse des consommations unitaires en fonction de la diffusion rapide de l'automobile qui résulte de la prévision de développement du parc. Néanmoins, la perspective d'une baisse du prix de l'essence en France, prise en considération pour le quatrième plan, semble justifier une légère augmentation de la consommation unitaire dans ce pays, tandis qu'en Italie le niveau de développement relativement faible du parc ainsi que l'évolution récente, conduit à ne prévoir une diminution de la consommation unitaire qu'après 1965.

— Véhicules utilitaires

Les consommations unitaires des véhicules utilitaires à charge utile constante ont varié dans une mesure beaucoup plus faible que celles des voitures particulières. Les tendances qui peuvent être retenues pour la prévision sont les suivantes :

- La consommation unitaire des véhicules à essence manifeste une légère tendance à la baisse en fonction du processus de diésélisation du parc. En effet, les moteurs à essence ne sont conservés que sur les véhicules légers (camionnettes) et à faible taux d'utilisation.
- La consommation unitaire des véhicules diesel tend plutôt à augmenter même dans les pays où la diésélisation du parc léger est très poussée comme c'est le cas en Allemagne et surtout en Italie.
- Dans les pays du Benelux, les niveaux très élevés des consommations unitaires des véhicules diesel trouveraient une explication dans le fait que la faible taxation du carburant diesel entraîne un soutage relativement important des véhicules étrangers traversant ces pays, ce qui aboutit en fait à une surélévation des consommations unitaires. C'est pourquoi les consommations unitaires dans ces pays semblent devoir diminuer à l'avenir, en fonction toutefois d'une harmonisation des taxes sur le gas-oil carburant.

3. *Consommations globales*

Finalement, en appliquant les chiffres de consommation unitaire retenus pour l'avenir aux prévisions du parc, on obtient les prévisions de consommation de carburants suivantes pour les transports routiers. Le détail des calculs pour chaque pays (Luxembourg excepté) est repris dans les tableaux figurant en appendice.

Tableau 13 — Consommation d'essence (et LPG) des transports routiers 1960-1975 (en milliers de tonnes)

Pays	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	5.674	9.400	12.300	14.650
Belgique	1.102	1.410	1.730	2.060
France	4.955	7.540	10.000	12.770
Italie	2.570	5.300	8.000	10.550
Luxembourg	49	65	90	100
Pays-Bas	1.256	1.700	2.250	2.750
Communauté	15.606	25.415	34.370	42.880

Tableau 14 — Consommation de gas-oil des transports routiers 1960-1975 (en milliers de tonnes)

Pays	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	3.160	4.700	5.750	7.100
Belgique	381	580	830	1.010
France	1.477	2.360	3.680	4.880
Italie	1.915	3.050	4.400	6.000
Luxembourg	35	57	81	100
Pays-Bas	424	710	1.050	1.400
Communauté	7.392	11.457	15.791	20.490

C — Relativité des prévisions

Les chiffres de consommation retenus pour la période 1960-1975 s'appuient sur une série d'hypothèses tant sur le développement du parc que sur l'évolution des consommations unitaires qui sont affectées par de nombreux facteurs d'incertitude. En particulier, on a supposé que le développement de l'infrastructure serait suffisant et que la fiscalité ne serait que peu modifiée sinon en France où une baisse des taxes sur l'essence est attendue.

Or, ces deux facteurs d'incertitude qui, à l'encontre des autres, relèvent directement de l'intervention des États peuvent avoir une influence importante sur le développement de la consommation de carburants ainsi que l'on va tenter de le montrer. Il en résulte que des changements marqués de la politique des états en ces matières pourraient modifier sensiblement les prévisions.

1. Les taxes sur les carburants

Si les taxes sur les carburants ne sont pas les seules qui grèvent l'automobile (taxes à l'achat, taxe de circulation annuelle, etc.), elles constituent néanmoins

la charge fiscale la plus lourde en cas d'utilisation normale et en se répercutant sur les frais variables elles affectent directement le taux d'utilisation des véhicules. Seules seront étudiées ici les taxes sur l'essence car c'est le carburant utilisé par les voitures particulières et par conséquent les seules susceptibles d'affecter de façon importante la consommation. Les taxes grevant le gas-oil carburant posent, elles, des problèmes de coordination des transports et d'harmonisation entre les pays membres.

Les taxes sur l'essence sont en général très lourdes puisqu'elles représentent l'élément le plus important du prix au consommateur (de 60 % aux Pays-Bas à 75 % en France). On en déduit que seule une modification des taxes peut entraîner un mouvement sensible du prix de l'essence pour le consommateur. Cette fiscalité élevée résulte des accroissements successifs de taxes que les pouvoirs publics ont appliquées en partant de l'idée que la demande d'essence était inélastique par rapport au prix. Or, si à court terme, les consommations d'essence ne réagissent que très faiblement à des hausses de prix, le problème est de savoir quels sont les phénomènes qui agissent sur une plus longue période. On pose ainsi le problème de l'élasticité de la consommation d'essence par rapport aux prix.

Sur la base des études qui ont été consacrées à ce sujet dans différents pays, on peut dégager les résultats suivants :

- Les modifications du prix de l'essence seraient pratiquement sans effet sur l'augmentation du parc, qui dépend essentiellement de l'accroissement du revenu par habitant et de la diffusion sociologique; par contre, elles entraîneraient des changements dans la structure de ce parc en orientant les constructeurs vers des modèles de cylindrées plus ou moins fortes. Le tableau 15 ci-dessous montre une certaine liaison entre le montant des taxes sur l'essence et la cylindrée moyenne; il faut toutefois tenir compte du fait que cette dernière ne peut pas être considérée indépendamment du taux de motorisation dans chaque pays.
- Dès qu'elles sont d'une certaine importance, ces modifications ont un effet sensible sur le degré d'utilisation du parc automobile, bien qu'elles n'agissent souvent qu'après un certain délai nécessaire à la transformation des habitudes; mais la valeur exacte de cette élasticité est difficile à chiffrer; des études faites pour la France aboutissent à des degrés d'élasticité compris entre — 0,26 et — 0,8, et le quatrième plan a retenu comme ordre de grandeur — 0,5. L'expérience italienne montre que, tandis que de novembre 1959 à février 1961 le prix de l'essence a diminué de 40 %, la consommation unitaire a augmenté de 18 % entre 1958 et 1961. Enfin, on peut noter que la consommation moyenne par véhicule est en Allemagne double de ce qu'elle est en France, alors que le prix de l'essence y est inférieur d'environ 30 %.

Tableau 15 — Comparaison des cylindrées moyennes du parc de voitures particulières et des taxes sur l'essence

	Allemagne (R.F.)	Belgique	France	Italie	Luxem- bourg	Pays-Bas
	1960	1960	1960	1960	1957	1959
Cylindrée moyenne en cm ³	1.146	1.544	1.065	860	1.960	1.560
Taxes sur l'essence en U.S. cents par litre	8,7	10,8	14,9	11,8	8,0	7,6

N.B.: Étant donné les facteurs d'inertie du parc, ce tableau appelle les précisions suivantes : en Italie le niveau des taxes sur l'essence a été autrefois très élevé particulièrement de 1956 à 1958 (taxe de 15,7 à 16,8 U.S. cents par litre). En Belgique les taxes ont été relativement faibles (8 U.S. cents par litre) jusqu'en 1959.

2. L'infrastructure routière

Les réseaux routiers des pays membres sont de qualités variables; le tableau 16 donne quelques données comparatives des réseaux existants et des projets à réaliser au cours de la période 1960-1975.

Du point de vue de la consommation de carburants, on se limitera aux considérations suivantes :

- ainsi qu'il résulte de l'analyse du parc automobile par régions, l'infrastructure routière ne semble pas avoir eu une influence sur la croissance du parc automobile. A l'avenir cependant, les projets d'infrastructure appuyant une politique de décentralisation industrielle et de développement régional pourraient avoir un effet stimulant sur le parc;
- l'influence de l'infrastructure sur l'utilisation des véhicules est certaine. Si des goulets d'étranglement ne se sont présentés jusqu'à présent que dans des cas limités, les prévisions de développement du parc automobile et de la circulation impliquent un effort d'aménagement de l'infrastructure très important pour éviter leur extension à l'avenir.

Tableau 16 — Réseau routier et autoroutes

Pays	Réseau routier ⁽¹⁾	Réseau routier au 100 km ²	Réseau autoroute	Réseau futur autoroutes (1970-1975) ⁽²⁾	Nombre de véhicules 4 roues par km de route
	1.000 km	km	km	km	
Allemagne (R.F.)	250	100	2.770	5.000	22
Belgique	23,4	78	161	950	41
France	500	91	212	2.250	14,4
Italie	182	61	1.173	2.700	13,7
Luxembourg	2,8	112	—	—	16,3
Pays-Bas	26,7	84	318	1.100	27,5
Communauté	986,5	85	4.634	12.000	

⁽¹⁾ Routes avec revêtement à l'exclusion des routes urbaines.

⁽²⁾ Chiffres très approximatifs.

Section II

Les autres secteurs de transport

A — Les chemins de fer

La consommation de combustibles et de carburants dans les chemins de fer dépend en ordre principal des processus de substitution entre traction vapeur, traction électrique et traction diesel et accessoirement de l'évolution du trafic.

Les principaux aspects de la rationalisation des chemins de fer intéressant la consommation d'énergie sont les suivants :

- la suppression à terme plus ou moins éloigné de la traction vapeur et donc la disparition de l'utilisation des combustibles (charbon et fuel-oil) ;
- l'électrification des lignes à forte densité de trafic qui justifient les investissements nécessaires ;
- la diésélisation des autres lignes et du triage. Le développement relativement récent des locomotives diesel à forte puissance (2.600 à 4.000 CV) semble conduire à un déplacement de la frontière entre l'électrification et la diésélisation en faveur de la dernière solution ;
- la fermeture d'un certain nombre de lignes marginales, éventuellement limitées au trafic de voyageurs, entraînant une substitution de la route au rail.

Les programmes d'investissement ne sont encore qu'imparfaitement connus et il n'est pas exclu qu'ils soient modifiés à l'avenir en fonction des possibilités de financement et des progrès techniques de nature à influencer la rentabilité comparée du diesel et de l'électricité. En outre, les prévisions de trafic qui en général sont modérées ⁽¹⁾ risquent d'être affectées par des mesures prises dans le cadre de la coordination des transports tant sur le plan national que communautaire. De ces facteurs d'incertitude il résulte que les chiffres de consommation retenus pour la période 1960-1975 figurant au tableau 17 ne peuvent avoir qu'une signification d'ordre de grandeur. Toutefois, pour la France, on dispose des chiffres du quatrième plan ⁽²⁾ et pour l'Allemagne de ceux de l'«enquête énergétique» ⁽³⁾. Parmi les éléments qui ont permis d'établir ces chiffres on retiendra spécialement les points de repère suivants pour chaque pays :

- En Allemagne, la traction vapeur est encore très importante. Les programmes prévoient l'achèvement de l'électrification en 1970 et la disparition totale de la traction vapeur en 1975. Le trafic serait alors partagé à raison de deux tiers pour la traction électrique et d'un tiers pour la traction diesel.

⁽¹⁾ Dans tous les pays membres, le rapport des tonnes par kilomètre sur le PNB a diminué au cours des dix dernières années.

⁽²⁾ Quatrième plan de développement économique et social (1962-1965).

⁽³⁾ Enquête énergétique du Bundestag, 1961.

- L'élimination de la traction vapeur est plus avancée en Belgique et devrait être achevée en 1967.
- En France, la traction électrique, qui représentait à la fin de 1960 57 % du trafic, atteindra 70 % à la fin de 1968, tandis que la traction vapeur aura disparu en 1970.
- En Italie, le niveau optimum d'électrification est pratiquement atteint aujourd'hui (50 % des lignes et plus de 80 % du trafic). Le solde de la traction vapeur sera remplacé dans les prochaines années par la traction diesel.
- Au Luxembourg, le programme d'électrification est terminé. Il subsiste néanmoins un faible trafic à vapeur destiné à disparaître prochainement.
- Aux Pays-Bas, la disparition de la traction à vapeur date déjà de 1958 avec l'achèvement du programme d'électrification de 50 % du réseau, qui correspond à l'optimum pour ce pays, et la diésélisation totale de la traction sur les autres lignes.

Tableau 17 — Consommation d'énergie non électrique dans les chemins de fer 1960-1975 (en milliers de tonnes du produit)

Pays	1960			1965			1970			1975		
	Char-bon	Diesel-oil	Fuel-oil	Char-bon	Diesel-oil	Fuel-oil	Char-bon	Diesel-oil	Fuel-oil	Char-bon	Diesel-oil	Fuel-oil
Allemagne (R.F.)	7.745	176	200	4.700	350	300	2.700	550	50	1.000	750	—
Belgique	815	55	1	400	100	—	—	125	—	—	150	—
France	3.158	185	896	1.780	300	600	700	370	50	200	550	50
Italie	883	65	45	400	150	40	—	220	15	—	250	5
Luxembourg	45	7	2	—	8	—	—	9	—	—	10	—
Pays-Bas	9	45	2	—	555	—	—	65	—	—	70	—
Communauté	12.655	533	1.146	7.280	963	940	3.400	1.339	115	1.200	1.780	55

B — La navigation intérieure

Les prévisions de consommation de la navigation intérieure sont relativement complexes étant donné que ce secteur comprend en fait plusieurs sous-secteurs : la navigation intérieure proprement dite, la pêche, le cabotage métropolitain et les engins portuaires, etc.

L'importance de la navigation intérieure proprement dite est, dans l'ensemble, très élevée dans le nord de la Communauté (le Rhin, les canaux des Pays-

Bas, de la Belgique, du nord de la France et du nord de l'Allemagne), en Italie, par contre, le cabotage et la pêche représentent la part prépondérante du secteur.

L'énergie utilisée varie suivant les pays. En Allemagne et aux Pays-Bas, le charbon couvre une part non négligeable mais destinée à disparaître (1970). Dans une moindre mesure le fuel-oil garde, en France, une place importante. Dans tous les pays, sauf en Italie, la part du gas-oil carburant est largement prépondérante.

Dans la navigation intérieure proprement dite on constate, au cours des dernières années, une augmentation sensible de la puissance installée par rapport à la capacité de transport. Cette évolution, liée à la motorisation des péniches au détriment du remorquage et à l'augmentation de la vitesse, semble devoir se poursuivre. L'augmentation du trafic se traduira entièrement par une augmentation de la consommation du carburant diesel.

L'élaboration des prévisions a été compliquée par le fait que les données statistiques de consommation ne permettent pas d'étudier chaque sous-secteur séparément. Il a fallu se contenter d'extrapolations globales compte tenu de l'évolution de l'activité générale et du développement de la navigation intérieure proprement dite; le développement de l'infrastructure a également été pris en considération. Toutefois, pour la France, on a repris les chiffres du quatrième plan tandis que pour l'Allemagne on s'est inspiré de ceux de «l'enquête énergétique». Le tableau 18 donne les chiffres globaux par pays qui ont finalement été retenus.

Tableau 18 — Consommation d'énergie dans la navigation intérieure⁽¹⁾ 1960-1975 (en milliers de tonnes du produit)

Pays	1960			1965			1970			1975		
	Char- bon	Diesel- oil	Fuel- oil	Char- bon	Diesel- oil	Fuel- oil	Char- bon	Diesel- oil	Fuel- oil	Char- bon	Diesel- oil	Fuel- oil
Allemagne (R.F.)	488	530	—	150	750	—	—	850	—	—	1.000	—
Belgique	1	104	15	—	190	30	—	220	15	—	250	—
France	40	370	64	20	500	90	—	620	110	—	770	130
Italie	—	195	200	—	350	200	—	430	200	—	500	200
Pays-Bas	105	525	5	50	650	—	—	850	—	—	1.000	—
Communauté	634	1.724	283	220	2.440	320	—	2.970	325	—	3.520	330

(¹) Y compris pêche, cabotage, etc.

C — La navigation aérienne

L'évolution des transports aériens est marquée par trois caractéristiques principales : augmentation rapide du trafic, progrès technique accéléré dans le parc des appareils commerciaux et multiplication des compagnies de navigation.

Au cours des dernières années, le trafic mondial a augmenté à raison d'environ 13 % pour les passagers, 11 % pour le fret et 12,5 % pour le courrier postal. Le développement de la navigation aérienne est cependant trop récent et se réalise suivant des taux d'accroissement trop fluctuants pour qu'il soit possible d'extrapoler sans précaution les tendances actuelles sur le long terme.

D'autre part, la structure technique du parc a évolué très rapidement au cours des dernières années à la suite de l'extension des avions à réaction (turbo-prop et turbo-jet) qui a débuté en 1955, s'est manifesté de façon massive à partir de 1959 et a entraîné une régression des avions à moteurs à piston (voir tableau 19 donnant l'évolution technique du parc aéronautique civil mondial). Cette transformation technique du parc a dans de nombreux cas été plus dépendante d'impératifs dictés par la concurrence très vive entre les compagnies que par des raisons de technique d'exploitation. Elle a eu pour effet d'entraîner une substitution rapide des carburéacteurs à l'essence avion dont la consommation est de ce fait en régression. L'augmentation de la consommation de carburéacteurs a par contre été très rapide étant donné que la consommation spécifique des moteurs à réaction est plus élevée que celle des appareils à moteurs à piston encore que le coefficient d'équivalence moyen carburéacteurs/essence — avion ne puisse être que grossièrement estimé (une tonne d'essence = environ 1,2 à 1,5 t de carburéacteur) notamment du fait des variations des consommations spécifiques suivant la longueur des trajets.

La multiplication des compagnies aériennes, due non seulement à l'augmentation des liaisons mais également à des raisons de prestige national, a entraîné une diminution du coefficient de remplissage qui pose aujourd'hui des problèmes de rationalisation de l'exploitation de la flotte sous forme d'accord entre les compagnies intéressées.

L'importance de ces facteurs techniques et commerciaux dont l'action semble devoir se maintenir à l'avenir, complique singulièrement l'établissement de prévisions de consommation de carburant dans ce secteur. A l'avenir on peut s'attendre à des variations du coefficient de remplissage des avions sous l'effet de la multiplication des compagnies aériennes et du nombre des liaisons contrebalancée éventuellement par des accords de rationalisation, qui auront pour effet de modifier le rapport entre l'évolution de la consommation de carburant et celle du trafic. Les progrès techniques qui, notamment, se manifesteront par l'arrivée des avions Mach 2 ainsi que les accords entre compagnies laissent prévoir une baisse des tarifs qui elle-même pourrait avoir un effet favorable sur le coefficient de remplissage. Pour prévoir le volume de trafic futur il faudrait donc disposer d'une analyse de l'élasticité de la demande par rapport aux revenus et aux prix.

De plus, les prévisions de consommation de carburant avion dans la Communauté dépendent sensiblement des modifications en cours de la localisation du soutage aérien résultant de la plus grande autonomie des longs courriers actuels et se traduisant par la suppression d'escalas de relais en dehors de la Communauté. Compte tenu de ces différents éléments ainsi que des chiffres avancés pour la France par le quatrième plan et pour l'Allemagne par «l'enquête énergétique», on a retenu pour l'ensemble de la Communauté les chiffres de consommation suivants qui n'ont qu'une valeur d'ordre de grandeur :

(en millions de tonnes)

1960	1961	1965	1970	1975
1,4	1,7	2,8	4,7	6,4

Étant donné l'importance et le nombre des facteurs d'incertitude qui affectent ce secteur, des estimations plus précises ainsi que la ventilation des consommations par pays nécessiteraient une étude approfondie portant notamment sur les effets prévisibles du progrès technique tant sur la consommation spécifique que sur les coûts et les tarifs de transport et sur les modifications de structure des sociétés aériennes notamment en fonction des accords de rationalisation.

Tableau 19 — Évolution technique du parc aéronautique civil mondial (en unités)

	1956	1958	1959	1960	1961
a) Total jets	—	14	140	382	572
b) Total turbo props	91	286	437	480	604
1 : a + b	91	300	577	862	1.176
2 : total avions à moteurs à piston	2.675	3.069	2.862	2.477	2.109
Total ⁽¹⁾ du parc aéronautique (1 + 2)	2.766	3.369	3.439	3.339	3.285

(¹) Non compris les hélicoptères.

Section III

Récapitulation générale des prévisions de consommation de carburants

Les trois tableaux suivants donnent la récapitulation générale des prévisions de consommation de carburants non seulement du secteur des transports, mais également des autres secteurs qui en consomment des quantités appréciables.

Tableau 20 — Consommation d'essence (et de LPG) par secteur dans les pays de la Communauté 1960-1975 (en milliers de tonnes)

Pays	1960	1965	1970	1975
<i>Allemagne (R.F.)</i>				
Route	5.674	9.400	12.300	14.650
Agriculture	—	—	—	—
Total	5.674	9.400	12.300	14.650
<i>Belgique</i>				
Route	1.102	1.410	1.730	2.060
Agriculture	2	—	—	—
Total	1.104	1.410	1.730	2.060
<i>France</i>				
Route	4.955	7.540	10.000	12.770
Agriculture	400	460	400	230
Total	5.355	8.000	10.400	13.000
<i>Italie</i>				
Route	2.570	5.300	8.000	10.550
Agriculture	2	—	—	—
Total	2.572	5.300	8.000	10.550
<i>Luxembourg</i>				
Route	49	65	90	100
Agriculture	3	—	—	—
Total	52	65	90	100
<i>Pays-Bas</i>				
Route	1.256	1.700	2.250	2.750
Agriculture	15	8	—	—
Total	1.271	1.708	2.250	2.750
<i>Communauté</i>				
Route	15.606	25.415	34.370	42.880
Agriculture	422	468	400	230
Total	16.028	25.883	34.770	43.110
Autres transports	25			
Total transports	16.053			
Autres secteurs	348			
Total	16.401			

Tableau 21 — Consommation de gas-oil moteur par secteur dans les pays de la Communauté 1960-1975 (en milliers de tonnes)

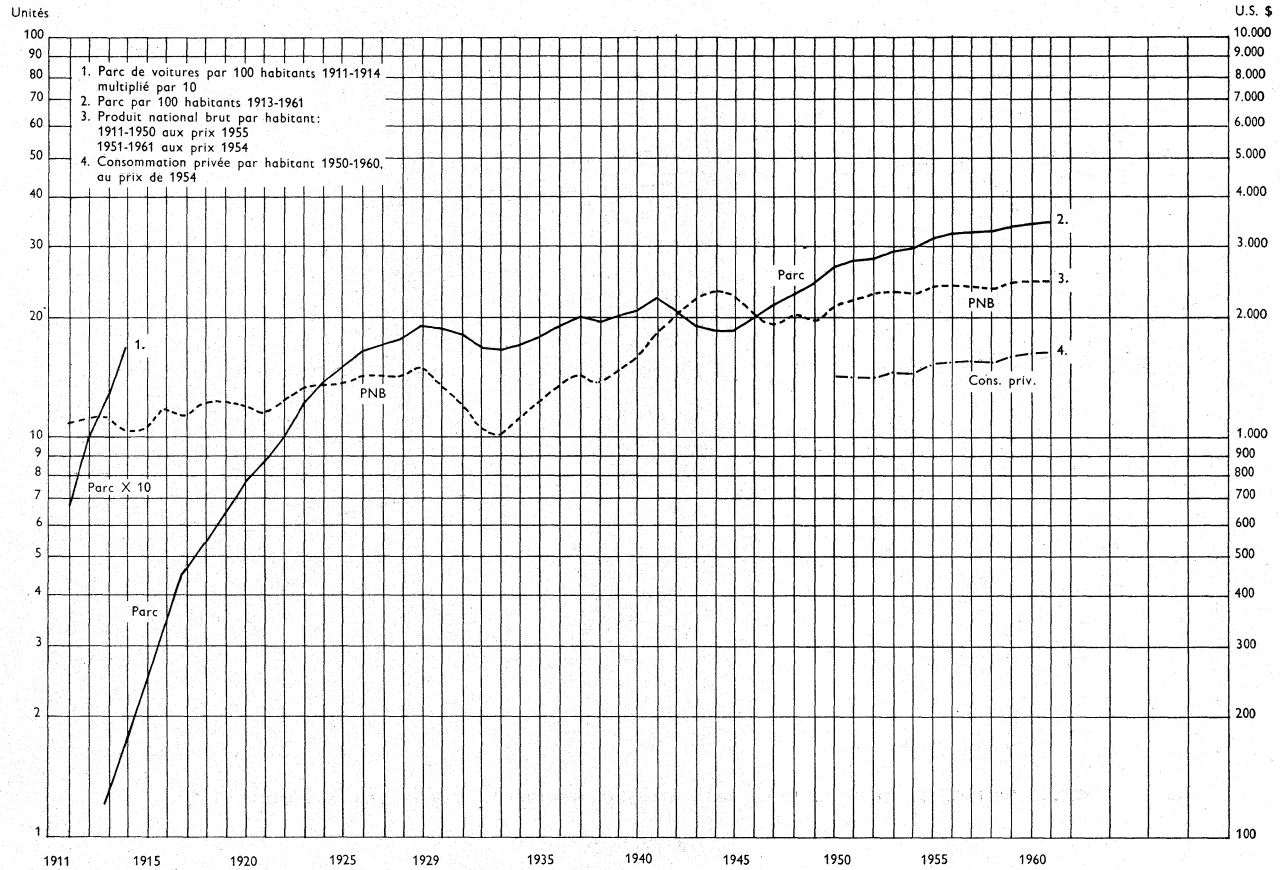
Pays	1960	1965	1970	1975
<i>Allemagne (R.F.)</i>				
Route	3.160	4.700	5.750	7.100
Chemin de fer	176	350	550	750
Navigation intérieure	530	750	850	1.000
Agriculture	700	1.200	1.300	1.350
Autres	134	300	350	400
Total	4.700	7.300	8.800	10.600
<i>Belgique</i>				
Route	381	580	830	1.010
Chemin de fer	55	100	125	150
Navigation intérieure	104	190	220	250
Agriculture	60	90	125	150
Autres	50	60	80	90
Total	650	1.020	1.380	1.650
<i>France</i>				
Route	1.477	2.360	3.680	4.880
Chemin de fer	185	300	370	550
Navigation intérieure	370	500	620	770
Agriculture	640	900	1.000	1.100
Autres	233	250	300	345
Total	2.905	4.310	5.970	7.645
<i>Italie</i>				
Route	1.915	3.050	4.400	6.000
Chemin de fer	65	150	220	250
Navigation intérieure	195	350	430	500
Agriculture	495	750	900	1.050
Autres	—	100	150	200
Total	2.670	4.400	6.100	8.000
<i>Luxembourg</i>				
Route	35	57	81	100
Chemin de fer	7	8	9	10
Navigation intérieure	—	—	—	—
Agriculture	9	15	20	30
Autres	—	—	—	—
Total	51	80	110	140
<i>Pays-Bas</i>				
Route	424	710	1.050	1.400
Chemin de fer	45	55	65	70
Navigation intérieure	525	650	850	1.000
Agriculture	110	175	245	280
Autres	55	80	90	100
Total	1.159	1.670	2.300	2.850
<i>Communauté</i>				
Route	7.392	11.457	15.791	20.490
Chemin de fer	533	963	1.339	1.780
Navigation intérieure	1.724	2.440	2.970	3.520
Agriculture	2.014	3.130	3.590	3.960
Autres	472	790	970	1.135
Total	12.135	18.780	24.660	30.885

Tableau 22 — Consommation de carburants dans la Communauté 1960-1975 (en milliers de tonnes)

	1960	1965	1970	1975
1. Essence (et LPG)	16.401	25.883	34.770	43.110
2. Gas-oil moteur	12.135	18.780	24.660	30.885
3. Kérosène	211	160	105	55
4. Essence avion	392	{ 2.800	4.700	6.400
5. Carburéacteur	1.009			
6. Total (1 à 5)	30.148	47.623	64.235	80.450
7. Gaz carburant (en équivalent essence)	258			
8. Total (6 + 7)	30.406			

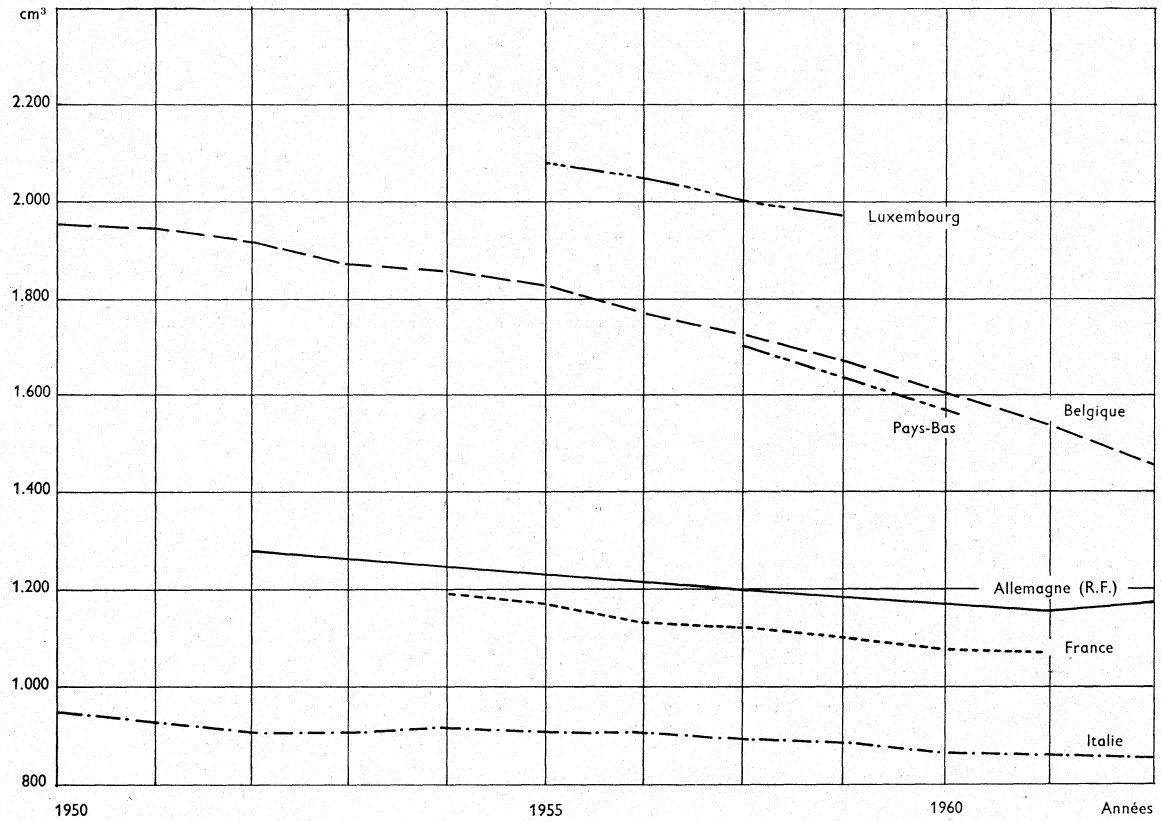
Graphique 1

États-Unis — Taux de motorisation et PNB par habitant



Graphique 2

Évolution des cylindrées moyennes des voitures particulières et commerciales



APPENDICE 1

**Prévisions, par pays, de la consommation
de carburants des transports routiers**

Prévision de consommation de carburants des transports routiers en Allemagne (en milliers d'unités ou milliers de tonnes)

	1955	1960	1961	1965	1970	1975
1. Voitures particulières						
Parc total	1.696	4.337	5.167	8.600	12.000	16.000
Parc essence + LPG	1.637	4.193	5.002	8.360	11.700	15.650
Parc diesel	59	144	165	240	300	350
Consommation unitaire						
Essence + LPG t/an	1,16	1,19	1,15	1,05	1	0,9
Gas-oil t/an	2	2	2	2	2	2
Consommation totale						
Essence + LPG	1.892	4.974	5.747	9.200	11.700	14.090
Gas-oil	120	290	330	480	600	700
2. Parc utilitaire						
Parc total ajusté	607	763	842	920	1.090	1.300
% diesel de la capacité de transport	60	73,5	75	80	83	86
Parc essence + LPG	243	202	211	185	185	180
Parc diesel	364	561	631	735	905	1.120
Consommation unitaire sur parc ajusté						
Essence + LPG t/an	2,5	2,5	2,4	2,3	2,2	2,1
Gas-oil t/an	5,5	5,1	5,4	5,7	5,7	5,7
Consommation unitaire sur parc réel (en équivalent 1960)						
Essence + LPG t/an	1,19	1,19	1,15	1,1	1,05	1,03
Gas-oil t/an	7,9	7,5	7,9	8,4	8,4	8,4
Consommation totale						
Essence + LPG	600	500	500	430	410	380
Gas-oil	2.020	2.870	3.385	4.220	5.150	6.400
3. Récapitulation transports routiers						
Essence + LPG						
Voitures particulières	1.892	4.974	5.747	8.770	11.700	14.090
Véhicules utilitaires	600	500	500	430	410	380
2 roues et autres	250	200	200	200	190	180
Total	2.742	5.674	6.447	9.400	12.300	14.650
Gas-oil						
Voitures particulières	120	290	330	480	600	700
Véhicules utilitaires	2.020	2.870	3.385	4.220	5.150	6.400
Total	2.140	3.160	3.715	4.700	5.750	7.100

Prévision de consommation de carburants des transports routiers en Belgique (en milliers d'unités ou milliers de tonnes)

	1955	1960	1961	1965	1970	1975
1. Voitures particulières						
Parc total	537	753	835	1.300	1.900	2.500
Parc essence + LPG	535	742	822	1.275	1.860	2.450
Parc diesel	2	11	13	25	40	50
Consommation unitaire						
Essence + LPG t/an	1,35	1,13	1,10	0,9	0,8	0,75
Gas-oil t/an	—	2	2	2	2	2
Consommation totale						
Essence + LPG	721	840	908	1.148	1.488	1.838
Gas-oil	—	22	26	50	80	100
2. Parc utilitaire						
Parc total ajusté	160	177	180	220	270	310
% diesel de la capacité de transport ⁽¹⁾	17	27	28	35	45	52
Parc essence + LPG	133	129	130	143	149	145
Parc diesel	27	48	50	77	121	165
Consommation unitaire sur parc ajusté						
Essence + LPG t/an	1,43	1,40	1,38	1,3	1,2	1,1
Gas-oil t/an	6,67	7,48	7,5	6,9	6,2	5,5
Consommation unitaire sur parc réel (en équivalent 1960)						
Essence + LPG t/an	1,28	1,25	1,23	1,16	1,07	1
Gas-oil t/an	9,8	10,8	10,8	10,0	19,0	8
Consommation totale						
Essence + LPG	190	180	180	187	178	160
Gas-oil	180	359	375	530	750	910
3. Récapitulation transports routiers						
Essence + LPG						
Voitures particulières	721	840	908	1.148	1.487	1.840
Véhicules utilitaires	190	180	180	187	178	160
2 roues et autres	90	82	80	75	65	60
Total	1.001	1.102	1.168	1.410	1.730	2.060
Gas-oil						
Voitures particulières	—	22	26	50	80	100
Véhicules utilitaires	180	359	375	530	750	910
Total	180	381	401	580	830	1.010

⁽¹⁾ Estimation.

Prévision de consommation de carburants des transports routiers en France (en milliers d'unités ou milliers de tonnes)

	1955	1960	1961	1965	1970	1975
1. Voitures particulières						
Parc total	2.776	5.284		8.500	11.500	15.000
Parc essence + LPG	2.776	5.260		8.425	11.380	14.800
Parc diesel	—	24 ⁽¹⁾		75	120	200
Consommation unitaire						
Essence + LPG t/an	0,75	0,61		0,65	0,68	0,7
Gas-oil	—	2		2	2	2
Consommation totale						
Essence + LPG	2.070	3.210		5.500	7.760	10.350
Gas-oil	—	48		150	240	400
2. Parc utilitaire						
Parc total ajusté	1.232	1.635		2.050	2.600	3.200
% diesel de la capacité de transport	32,5	34		40	47	50
Parc essence + LPG	803	1.045		1.200	1.360	1.585
Parc diesel	400	556		820	1.220	1.600
Parc autres carburants	29	34		30	20	15
Consommation unitaire sur parc ajusté						
Essence + LPG t/an	1,81	1,44		1,5	1,5	1,4
Gas-oil t/an	2,43	2,57		2,7	2,8	2,8
Consommation unitaire sur parc réel (en équivalent 1960)						
Essence t/an	1,4	1,1		1,15	1,15	1,07
Gas-oil t/an	7,5	7		7,35	7,6	7,6
Consommation totale						
Essence + LPG	1.456	1.500		1.800	2.040	2.220
Gas-oil	971	1.429		2.210	3.440	4.480
3. Récapitulation transports routiers						
Essence + LPG						
Voitures particulières	2.070	3.210		5.500	7.760	10.350
Véhicules utilitaires	1.456	1.500		1.800	2.040	2.220
2 roues et autres	250	245		240	200	200
Total	3.776	4.955	5.429	7.540	10.000	12.770
Gas-oil						
Voitures particulières	—	48		150	240	400
Véhicules utilitaires	971	1.429		2.210	3.440	4.480
Total	971	1.477	1.660	2.360	3.680	4.880

(¹) Estimation.

Prévisions de consommation de carburants des transports routiers en Italie (en milliers d'unités ou milliers de tonnes)

	1955	1960	1961	1965	1970	1975
1. Voitures particulières						
Parc total	1.946	1.830	2.220	3.900	7.000	11.000
Parc essence + LPG	1.940	1.812	2.203	3.875	6.950	10.900
Parc diesel	3	8	8	20	50	100
Parc autres carburants	3	10	9	5	—	—
Consommation unitaire						
Essence + LPG t/an	0,96	1,12	1,18	1,2	1,05	0,9
Gas-oil t/an	2	2	2	2	2	2
Consommation totale						
Essence + LPG	905	2.025	2.590	4.650	7.300	9.810
Gas-oil	6	16	17	40	100	200
2. Parc utilitaire						
Parc total ajusté	428	581		840	1.180	1.550
% diesel de la capacité de transport	71	77		80	83	85
Parc essence + LPG	100	107		145	180	220
Parc diesel	304	447		670	980	1.320
Parc autres carburants	24	27		25	20	10
Consommation unitaire sur parc ajusté						
Essence + LPG t/an	2,77	2,65		2,4	2,2	2,0
Gas-oil t/an	3,66	4,25		4,5	4,4	4,4
Consommation unitaire sur parc réel (en équivalent 1960)						
Essence t/an	1,06	1,01 ⁽¹⁾		0,90	0,83	0,75
Gas-oil t/an	7,1	8,25		8,7	8,5	8,5
Consommation totale						
Essence + LPG	277	285	295	350	400	440
Gas-oil	1.113	1.899	2.170	3.010	4.300	5.800
3. Récapitulation transports routiers						
Essence + LPG						
Voitures particulières	905	2.025	2.590	4.650	7.300	9.810
Véhicules utilitaires	277	285	295	350	400	440
2 roues et autres	235	260	270	300	300	300
Total	1.417	2.570	3.155	5.300	8.000	10.550
Gas-oil						
Voitures particulières	6	16	17	40	100	200
Véhicules utilitaires	1.113	1.899	2.170	3.010	4.300	5.800
Total	1.119	1.915	2.187	3.050	4.400	6.000

(¹) Sans les 3 roues la consommation unitaire est d'environ 1,3 tonne.

Prévisions de consommation de carburants des transports routiers aux Pays-Bas (en milliers d'unités ou milliers de tonnes)

	1955	1960	1961	1965	1970	1975
1. Voitures particulières						
Parc total	269	512	602	1.050	1.800	2.600
Parc essence + LPG	268	508	597	1.035	1.770	2.550
Parc diesel	1	4	5	15	30	50
Consommation unitaire						
Essence + LPG t/an	1,59	1,53	1,38	1,15	1	0,9
Gas-oil t/an	2	2	2	2	2	2
Consommation totale						
Essence + LPG	425	776	835	1.190	1.770	2.300
Gas-oil	2	8	10	30	60	100
2. Parc utilitaire						
Parc total ajusté	124	168	181	225	310	415
% diesel de la capacité de transport	18,3	28,5	—	40	45	50
Parc essence + LPG	101	120	—	135	170	205
Parc diesel	23	48	—	90	140	210
Consommation unitaire (sur parc ajusté)						
Essence + LPG t/an	3,5	3,0	—	2,5	2,2	1,8
Gas-oil t/an	8,6	8,7	—	7,6	7,0	6,2
Consommation unitaire (sur parc réel, équivalent 1960)						
Essence + LPG t/an	3,0	2,57	—	2,15	1,88	1,55
Gas-oil t/an	12,5	12,6	—	11,0	10,0	9,0
Consommation totale						
Essence + LPG	355	360	380	390	380	370
Gas-oil	198	416	486	680	990	1.300
3. Récapitulation transports routiers						
Essence + LPG						
Voitures particulières	425	776	835	1.190	1.770	2.300
Véhicules utilitaires	355	360	380	390	380	370
2 roues et autres	90	120	127	120	100	80
Total	870	1.256	1.342	1.700	2.250	2.750
Gas-oil						
Voitures particulières	2	8	10	30	60	100
Véhicules utilitaires	198	416	486	680	990	1.300
Total	200	424	496	710	1.050	1.400

APPENDICE 2

Sources statistiques

<i>Allemagne:</i>	Verband der Automobilindustrie E.V. (V.D.A.).
<i>Belgique:</i>	Institut national de statistique (I.N.S.). Chambre syndicale du commerce automobile de Belgique (Comaubel).
<i>France:</i>	Institut national de la statistique et des études économiques pour la métropole et la France d'outre-mer (I.N.S.E.E.). Comité professionnel du pétrole (C.P.D.P.).
<i>Italie:</i>	Automobile in cifre, Associazione Nazionale fra industrie automobilistiche e Affini (A.N.F.I.A.) Turin. Automobile Club d'Italie.
<i>Luxembourg:</i>	<i>Annuaire statistique</i> (Office de la statistique générale — Ministère des affaires économiques).
<i>Pays-Bas:</i>	<i>Statistiek der Motorrijtuigen</i> (Centraal Bureau voor de Statistiek).
<i>Communauté:</i>	Office statistique des Communautés européennes. <i>Statistique de l'énergie</i> , de MM. Paretti et Bloch.
<i>Divers:</i>	O.N.U. : <i>Bulletin annuel de statistique des transports</i> .

ANNEXE 6

Les besoins d'énergie non électrique du secteur domestique

SOMMAIRE

<i>Introduction</i>	375
<i>Section I : ÉTUDE RÉTROSPECTIVE</i>	376
A — Les statistiques de base	376
B — Remarques générales	377
C — La consommation d'énergie non électrique 1950-1960	378
<i>Section II : LES PERSPECTIVES POUR 1965, 1970 ET 1975</i>	379
A — Remarques méthodologiques	379
B — Examen par pays	381
1. Allemagne	381
2. Belgique	382
3. France	383
4. Italie	384
5. Luxembourg	385
6. Pays-Bas	385
C — Récapitulation et conclusions	386
Appendice 1 : <i>Consommation d'énergie non électrique du secteur domestique 1950-1960</i>	389
Appendice 2 : <i>Ajustements effectués pour le secteur domestique</i>	391

Liste des tableaux

1 — Consommation d'énergie non électrique 1950-1960	378
2 — Consommation par logement	379
3 — Consommation d'énergie non électrique en Allemagne	382
4 — Consommation d'énergie non électrique en Belgique	383
5 — Consommation d'énergie non électrique en France	383
6 — Consommation de bois du secteur domestique en Italie	384
7 — Consommation d'énergie non électrique en Italie	385
8 — Consommation d'énergie non électrique au Luxembourg	385
9 — Consommation d'énergie non électrique aux Pays-Bas	386
10 — Consommation d'énergie non électrique dans les pays et pour l'ensemble de la Communauté	386

Introduction

La présente annexe porte sur les prévisions des besoins d'énergie non électrique du secteur domestique en 1965, 1970 et 1975.

La première section analyse l'évolution de la consommation d'énergie au cours de la période de référence, tandis que la deuxième section traite des perspectives de la consommation jusqu'en 1975.

Au préalable, il faut préciser la *définition du secteur domestique*.

Le secteur est particulièrement hétérogène et groupe cinq sous-secteurs qui présentent des caractères distincts. Ce sont :

- les *foyers domestiques* proprement dits que nous appellerons *ménages* pour les distinguer de l'ensemble du secteur;
- les *administrations* et *services publics* autres qu'industriels ou commerciaux que nous désignerons simplement par «*administration*»;
- les *commerces* et *autres services*;
- *l'artisanat*, encore que sa différenciation des industries ne soit pas toujours aisée;
- *l'agriculture*.

En raison des caractéristiques particulières de chaque sous-secteur, il serait préférable d'étudier séparément leur consommation d'énergie. Les statistiques disponibles ne permettent malheureusement pas de faire de façon systématique, pour tous les pays membres de la Communauté, la distinction par sous-secteur.

Pour fixer les ordres de grandeur, on retiendra qu'en France les ménages représentent environ 80 % de la consommation non électrique de l'ensemble du secteur.

Décomposition par sous-secteurs de la consommation du secteur domestique en France (en %)

A — <i>Part des ménages dans la consommation de l'ensemble du secteur (1958-1959)</i>	
Combustibles solides	82
Produits pétroliers	50
Gaz liquéfiés	100
Gaz manufacturés	85
Consommation totale d'énergie non électrique	78
B — <i>Décomposition des livraisons de charbon au secteur domestique (campagne 1956-1957)</i>	
Ménages	77,5
— dont livraisons au personnel (mineurs, gaziers, cheminots)	10,4
Établissements publics	7,6
Collectivités privées	2,8
Hôtels, restaurants	3,3
Bureaux, commerces, magasins	3,5
Petites industries	5,2
Ensemble du secteur	100,0

Sources: A. Commission de l'énergie du IV^e Plan.
B. Charbonnages de France.

Comme une décomposition de ce genre n'est pas disponible pour tous les pays, on a dû renoncer à une étude par sous-secteurs. Dans la présente annexe, le terme « consommation du secteur domestique » s'entend donc au sens large du mot; il couvre en pratique les livraisons à l'ensemble des secteurs qui sont généralement approvisionnés par le négoce en produits énergétiques. A ces livraisons, on a ajouté les livraisons au personnel des industries énergétiques.

Section I

Étude rétrospective

A — Les statistiques de base

L'appendice 1 reproduit en partie les séries de consommation totale d'énergie non électrique ainsi que la ventilation de cette consommation en :

- combustibles solides,
- combustibles liquides,
- gaz.

Il faut remarquer que ces chiffres ne représentent que des livraisons et non la consommation réelle.

A partir de ces consommations totales, des consommations unitaires ont été déduites : en général, *la consommation par habitant*. Pour l'Allemagne et les Pays-Bas on a également effectué une analyse de l'évolution de la consommation par logement. Il faut cependant souligner que ces consommations unitaires, calculées à partir de la consommation totale du secteur, reflètent aussi la consommation de sous-secteurs autres que les ménages. Son évolution tient donc compte des modifications tant de la consommation des ménages que des changements dans les autres sous-secteurs. Il s'agit dès lors d'une fiction, qui peut pourtant être considérée comme représentative de l'ensemble du secteur et qui permet dans une large mesure des comparaisons de pays à pays, que les différences de taille rendraient impossibles autrement.

La stabilité de la consommation unitaire implique donc, si l'on suppose la consommation purement domestique constante, qu'il n'y a pas de changements de structure dans le secteur, ou que ceux-ci se compensent.

B — Remarques générales

Dans la présente étude, il n'a pas été tenu compte des *variations de climat*, ni des variations de *stocks*. Les combustibles minéraux et en particulier les combustibles solides consommés par le secteur domestique sont fréquemment achetés par l'utilisateur en assez grandes quantités. Il existe donc chez les consommateurs des stocks de roulement dont la taille, en début de campagne, est élevée, et, en fin de campagne, il reste en stock les produits non utilisés; ce stock est fonction de la température qui a régné au cours de l'année et, en raison des possibilités de réapprovisionnement en cours de campagne, il est extrêmement difficile de déterminer une relation entre ce stock résiduel et une variable représentant la rigueur de l'hiver. Par exemple, si les premiers mois de l'hiver ont été rigoureux, un consommateur peut être amené à réapprovisionner et à terminer la campagne avec un stock résiduel assez élevé, alors que, si tout l'hiver a été rigoureux, il peut avoir consommé la plus grande partie de son réapprovisionnement et terminer avec un stock assez faible. Si l'hiver a été très doux, le consommateur a pu terminer sa campagne sans réapprovisionner et le stock résiduel peut être aussi bas qu'après un hiver très rigoureux. La consommation est donc influencée par la température de l'année et la température de l'année précédente (le montant des achats dépendant du niveau du stock résiduel de la campagne précédente).

On a tenté d'appréhender le phénomène à l'aide de divers indicateurs de température (par ex. les degrés jours froids). Cependant aucun de ceux-ci n'a, jusqu'à présent, paru suffisamment efficace pour être utilisé. Dans cette note on a donc dû procéder sur des séries de consommation apparente. Ceci pose d'assez graves problèmes; étant donné l'évolution des consommations, notamment de l'énergie non électrique, qui, dans certains cas, ne montrent pas de tendances à long terme très nettes, les variations de la température causent des

fluctuations fortes. Toutefois, les analyses déjà effectuées nous ont permis d'obtenir des indications *qualitatives* justifiant certaines irrégularités constatées dans les séries.

C — La consommation d'énergie non électrique 1950-1960

Les principales caractéristiques concernant l'évolution de la consommation d'énergie non électrique sont résumées au tableau 1.

Tableau 1 — Consommation d'énergie non électrique 1950-1960

Pays	Consommation totale			Consommation par habitant			
	Taux de croissance moyen annuel (¹)	Valeur au cours de la période (²)		Taux de croissance moyen annuel (¹)	Valeur absolue (kgec)		
		maximale	minimale (millions de tec)		1950	1955	1960
Allemagne (R.F.)	5,3	44,3 (57)	23,5 (50)	4,1	491	781	815
Belgique	0,1	10,8 (56)	8,8 (58)	- 0,5	1.030	1.116	1.027
France	3,0	27,6 (57)	18,5 (50)	2,1	443	536	571
Italie	9,7	9,1 (60)	3,4 (50)	9,0	73	121	184
Luxembourg	3,2	0,36(60)	0,24(50)	2,5	811	987	1.147
Pays-Bas	2,3	8,6 (56)	6,7 (52)	1,0	662	716	723
Communauté	4,2	96,8 (57)	61,1 (50)	3,1	394	533	570

⁽¹⁾ Calculé d'après l'ajustement $E = a(1 + r)^t$.

⁽²⁾ Entre parenthèses figure l'année correspondante.

Ce tableau présente quelques indications sur l'évolution tant de la consommation totale que de la consommation par habitant.

Les taux de variation sont assez différents d'année en année du fait de l'intervention de facteurs accidentels (température, stockage) qui masque souvent l'évolution tendancielle réelle.

En ce qui concerne la consommation totale, ce tableau montre que, sauf en Italie et au Luxembourg, la valeur maximale n'est jamais celle de 1960. Au contraire, l'année 1956, qui est la période la plus froide, indique dans la plupart des cas un maximum, tandis qu'en 1957 la consommation apparente est très élevée, notamment en raison de la reconstitution des stocks. Les taux d'accroissement montrent des extrêmes pour la Belgique (0,7) et l'Italie (10,0). Il semble que ce phénomène soit étroitement lié au niveau de la consommation par habitant.

Pour les chiffres de ces consommations par habitant, il faut d'abord rappeler les remarques précédentes concernant l'hétérogénéité du secteur. En outre, les influences des conditions climatologiques sont différentes de pays à pays de sorte que ces chiffres ne sont pas complètement comparables. On peut pourtant

noter que la consommation par habitant de la Belgique et des Pays-Bas est apparemment stationnaire. Les chiffres des autres pays de la Communauté sont croissants.

Enfin, il fut possible, pour l'Allemagne et les Pays-Bas, de déduire l'évolution de la consommation par logement, résumée au tableau 2. Pour l'Italie, on dispose en outre de renseignements fragmentaires qui ont permis certaines vérifications.

Tableau 2 — Consommation par logement (en tec)

Année	Allemagne	Pays-Bas
1950	2,51	3,05
1951	3,06	3,11
1952	3,26	2,90
1953	2,98	2,88
1954	3,16	2,98
1955	3,28	3,12
1956	3,44	3,41
1957	3,37	3,06
1958	3,05	3,01
1959	2,77	2,81
1960	2,96	2,94

Sources : Allemagne : IFO - Institut für Wirtschaftsforschung e.V., Munich, février 1961.
Pays-Bas : Centraal Bureau voor de Statistiek.

Section II

Les perspectives pour 1965, 1970 et 1975

A — Remarques méthodologiques

Les perspectives sont fondées sur un certain nombre de données de base à partir desquelles on a établi les prévisions par pays :

- L'accroissement du produit national brut qui représente l'expansion économique générale;
- L'accroissement de la population;
- L'accroissement du nombre de logements dans le cas de l'Allemagne.

Pour vérifier les relations entre la consommation d'énergie et les données de base, on a effectué un certain nombre d'ajustements.

Le schéma suivant résume les relations utilisées :

Variable expliquée	Variable explicative	Forme de la fonction	N° de la fonction
A — Consommation totale d'énergie non électrique	1. temps	linéaire $E = a + b^t$	I
		exponentielle $E = k(1 + r)^t$	II
B — Consommation unitaire d'énergie non électrique a) <i>par habitant</i>	1. temps	linéaire $\frac{E}{N} = a + b^t$	III
		exponentielle $\frac{E}{N} = k(1 + r)^t$	IV
	2. PNB par habitant	$\frac{E}{N} = k \left(\frac{PNB}{N} \right)^\alpha$	V
	3. PNB par habitant et temps	$\frac{E}{N} = k \left(\frac{PNB}{N} \right)^\alpha (1 + r)^t$	VI
	b) <i>par logement</i> (seulement pour la République fédérale et les Pays-Bas) (L = nombre des logements)	1. temps exponentielle $\frac{E}{L} = k(1 + r)^t$	VII

Pour un commentaire général de ces ajustements, on se reportera à l'annexe 1. Dans les études relatives au secteur domestique, l'évolution du produit national est censée représenter celle des revenus. Pour l'énergie non électrique, on s'est appuyé principalement sur l'extrapolation de la relation qui comprend ce facteur comme variable explicative (relation V) et on a donc raisonné sur l'élasticité de la consommation par habitant par rapport au PNB par habitant. Il faut cependant remarquer que cette notion est quelque peu faussée par l'hétérogénéité du secteur.

En tout cas, les liens entre taux de croissance économique et élasticité, tels qu'ils ont été étudiés à l'annexe 1, ne semblent pas s'appliquer automatiquement au secteur domestique où des facteurs particuliers interviennent tels que l'évolution du nombre de logements, l'existence de seuils de saturation, etc.

Comme seconde relation importante, on a considéré la chronique exponentielle de la consommation par habitant (relation IV). La remarque relative à l'hétérogénéité du secteur s'applique ici également.

Les ajustements effectués n'ont servi que comme point de départ des prévisions. Une extrapolation pure et simple de relations ne semblait pas indiquée. En élaborant les prévisions par pays on a notamment tenu compte des comparaisons des niveaux d'un pays à l'autre et, par conséquent, retouché au fur et à mesure certaines élasticités et certains taux d'accroissement.

Les résultats des ajustements effectués, par pays et pour l'ensemble de la Communauté, figurent à l'appendice 2.

B — Examen par pays

1. *Allemagne*

Pour les prévisions de l'énergie non électrique, il est certain qu'on ne peut pas extrapoler tout simplement les tendances observées au cours de la période de base. Les facteurs de rattrapage et de reconstruction ont en effet influencé assez fortement l'évolution dans le passé et il semble exclu dès lors de retenir les résultats des extrapolations fondées sur les séries chronologiques tant de la consommation totale que de la consommation par habitant, parce qu'elles indiquent, surtout celles des chroniques exponentielles, des chiffres trop élevés. En outre, l'évolution de l'expansion globale montre, d'après les prévisions, une certaine rupture par rapport à la période de base, ce qui constitue un argument supplémentaire pour rejeter les extrapolations des trends. L'ajustement de la relation entre la consommation d'énergie et le produit national brut (les deux par habitant), pour la période 1950-1960, donne une élasticité d'environ 0,7. Le problème est alors de juger dans quelle mesure cette élasticité sera constante dans les quinze ans à venir. Une solution pourrait être constituée par l'introduction d'un terme de trend dans cette relation, mais comme il est déjà mentionné dans l'annexe 1, les résultats de telles relations ne sont pas valables du point de vue statistique. C'est ainsi qu'on ne peut pas indiquer d'une façon très précise dans quelle mesure l'élasticité de 0,7 sera constante ou pas.

Par ailleurs, il semble assez vraisemblable que cette élasticité diminue, étant donné le niveau atteint en 1960 pour la république fédérale d'Allemagne. Bien que ce niveau ne soit comparable à celui des autres pays que compte tenu des conditions climatologiques différentes, pour l'Allemagne le niveau de 1960 apparaît déjà assez élevé par rapport à la plupart des autres pays de la Communauté.

En outre, l'élasticité a déjà fortement diminué pendant la quinquennie 1955-1960 par rapport à la quinquennie 1950-1955.

Ce phénomène a conduit à l'hypothèse d'une baisse de l'élasticité dans les prévisions :

1950-1960	0,72
1960-1965	0,55
1965-1970	0,40
1970-1975	0,20

Il faut noter la forte diminution retenue pour la quinquennie 1970-1975, ce qui reflète un certain palier de saturation vers 1975.

Au tableau 3, les résultats de ces extrapolations sont résumés pour la consommation par habitant, la consommation totale et la consommation par logement.

Tableau 3 — Consommation d'énergie non électrique en Allemagne

	1960	1960-1965	1965-1970	1970-1975	Unité
Elasticité par rapport au PNB	0,72	0,55	0,40	0,20	
Consommation par habitant	815	910	970	1.000	kgec
Consommation totale	43,5	50,5	55,9	60,0	millions de tec
Nombre de logements	14,7	17,5	19,0	20,6	millions
Consommation par logement	2,96	2,9	2,9	2,9	tec

Les prévisions du nombre de logements ont été empruntées à l'étude de l'I.F.O. La consommation par logement, déduite de ces chiffres, reste inchangée au cours de cette période : 2,9 tec par logement.

2. Belgique

En Belgique, les ajustements des diverses équations donnent des résultats peu divergents. Les modèles chronologiques aboutissent au même chiffre en 1975, et cette extrapolation ne diffère guère de celle retenant le produit national brut comme variable explicative.

Il semble que la consommation d'énergie non électrique par habitant soit pratiquement stationnaire à un niveau élevé. L'élasticité par rapport au produit national brut, pendant la période de référence, était de 0,02. Cependant, les coefficients de corrélation sont mauvais; étant donné le niveau déjà atteint, les variations sont dues surtout aux facteurs accidentels, comme les conditions climatologiques.

Ces constatations sont cependant grevées d'une incertitude due à la qualité médiocre des statistiques de base.

Les extrapolations ont été fondées sur l'hypothèse d'une consommation par habitant constante : 1.100 kgec par an. Les résultats sont résumés au tableau 4.

Tableau 4 — Consommation d'énergie non électrique en Belgique

	1960	1965	1970	1975	Unité
Consommation par habitant	1.027	1.100	1.100	1.100	kgec
Consommation totale	9,4	10,4	10,6	10,9	millions de tec

3. France

Abstraction faite des chroniques linéaires, les résultats des ajustements effectués sont assez proches de l'une à l'autre. Si l'on admet comme point de départ la relation entre la consommation par habitant et le produit national brut par habitant, il faudra se demander dans quelle mesure l'élasticité de la période 1950-1960 (environ 0,7) sera maintenue pour les extrapolations jusqu'à 1975. Il est fort probable qu'il nous faille supposer, aussi en France, une diminution de cette élasticité pour l'avenir, de sorte qu'à un certain niveau des phénomènes de saturation apparaîtront. Une enquête française de 1956 a fait d'ailleurs ressortir que l'élasticité comprise entre 1 et 0,5 est décroissante quand le revenu augmente. Dès lors, les extrapolations se fondent sur des élasticités décroissantes pour les quinze ans à venir :

1950-1960	0,69
1960-1965	0,65
1965-1970	0,60
1970-1975	0,55

Les prévisions sont résumées au tableau 5.

Tableau 5 — Consommation d'énergie non électrique en France

	1960	1960-1965	1965-1970	1970-1975	Unité
Élasticité par rapport au PNB	0,69	0,65	0,60	0,55	
Consommation par habitant		2,9	2,2	2,0	%
Consommation par habitant ⁽¹⁾	(571) 585 ⁽²⁾	675	764	865	kgec
Consommation totale ⁽¹⁾	26,0	31,8	37,8	44,6	millions de tec

⁽¹⁾ Fin de la période.

⁽²⁾ Corrigé en raison de la haute température de 1960 (2,5 %).

4. Italie

Pour l'Italie, il faut souligner l'extrême importance du bois dans la consommation de combustibles. Cette importance diminuera en valeur relative, mais la quantité consommée reste constante.

Tableau 6 — Consommation de bois du secteur domestique en Italie

Année	En millions de tec ⁽¹⁾	Par rapport à la consommation totale (bois exclu) en %
1952	4,11	87
1953	4,12	79
1954	4,07	66
1955	3,82	58
1956	3,46	48
1957	3,79	53
1958	3,73	46
1959	3,67	42
1960	3,48	36

⁽¹⁾ 3.000 cal/kg pour le bois.

Source : Gabriele Verzi : « Economia internazionale delle fonti di energia » (V — juillet-août 1961).

En Italie, la consommation par habitant en produits enregistrés dans les statistiques est faible par rapport aux autres pays, mais la croissance est très rapide. Evidemment, le climat nettement plus doux explique en partie cette différence de niveau, mais en outre, le niveau plus bas des revenus joue aussi un rôle important.

Les extrapolations sur la base des ajustements sont nettement divergentes : les chroniques montrent le maximum et le minimum, respectivement la chronique exponentielle et la chronique linéaire. Ces extrapolations ne semblent pas très valables. La relation avec le produit national brut montre une élasticité très élevée (1,7) ; d'une part, le niveau est très bas, d'autre part, l'influence de l'évolution de la consommation de bois sera un facteur qui explique cette élasticité extrême. Pour l'avenir, les extrapolations se fondent sur une élasticité décroissante par rapport au produit national brut en admettant que ces deux phénomènes perdront leur influence. Les élasticités de la consommation par habitant par rapport au produit national brut par habitant retenues sont :

1950-1960	1,70
1960-1965	1,35
1965-1970	1,15
1970-1975	1,00

Cette diminution de l'élasticité s'est déjà réalisée, dans une certaine mesure, au cours de la période de base (1950-1955 : 1,96 — 1955-1960 : 1,63).

Les extrapolations sont résumées au tableau 7.

Tableau 7 — Consommation d'énergie non électrique en Italie

	1960	1960-1965	1965-1970	1970-1975	Unité
Élasticité par rapport au PNB	1,7	1,35	1,15	1,00	
Consommation par habitant	184	258	343	429	kgec
Consommation totale	9,1	13,1	18,0	23,2	millions de tec

5. *Luxembourg*

Le niveau de la consommation par habitant est extrêmement élevé, ce qui s'explique en partie par le climat homogène et froid, par le niveau de vie élevé et par le développement du secteur tertiaire. L'évolution au cours de la période de base montre une hausse assez régulière de la consommation par habitant. Les extrapolations se fondent sur ce développement, en admettant après 1970 une certaine saturation.

Les données de consommation d'énergie non électrique sont résumées au tableau 8.

Tableau 8 — Consommation d'énergie non électrique au Luxembourg

	1960	1965	1970	1975	Unité
Consommation par habitant	1.147	1.300	1.450	1.500	kgec
Consommation totale	0,36	0,42	0,49	0,52	millions de tec

6. *Pays-Bas*

La série de consommation globale, en 1950-1960, est fortement influencée par les variations de climat. Cette évolution enlève tout intérêt aux modèles chronologiques globaux. Par contre, nous disposons d'une série de consommations par logement (tableau 2) qui oscille autour d'une moyenne de 3,00 tec par logement.

La série de consommation par habitant montre aussi une hausse très modérée avec un taux moyen annuel de 1 %, mais les variations de la température sont prépondérantes. Le niveau de la consommation par habitant semble assez faible, surtout pour une consommation pratiquement stationnaire, mais ceci s'explique par le degré élevé d'occupation des logements. Le niveau moyen est d'environ 700 kgec.

Pour l'extrapolation, on peut admettre que la croissance de la consommation d'énergie non électrique par habitant continuera au même rythme qu'au

cours de la période de référence. Les extrapolations des divers ajustements sont assez uniformes. Les résultats de ces extrapolations ont abouti aux résultats donnés au tableau 9.

Tableau 9 — Consommation d'énergie non électrique aux Pays-Bas

	1960	1960-1965	1965-1970	1970-1975	Unité
Taux de croissance de la consommation par habitant		1	1	1	%
Consommation par habitant ⁽¹⁾	723	760	800	840	kgec
Consommation totale ⁽¹⁾	8,3	9,3	10,2	11,3	millions de tec

⁽¹⁾ Fin de la période.

C — Récapitulation et conclusions

Le tableau 10 récapitule les estimations de la présente étude en ce qui concerne la consommation totale et la consommation par habitant.

Tableau 10 — Consommation d'énergie non électrique dans les pays et pour l'ensemble de la Communauté

	1950	1955	1960	1965	1970	1975
a) <i>Consommation totale</i> (en millions de tec)						
Allemagne (R.F.)	23,5	39,2	43,5	50,5	55,9	60,0
Belgique	8,9	9,9	9,4	10,4	10,6	10,9
France	18,5	23,2	26,0	31,8	37,8	44,6
Italie	3,4	5,8	9,1	13,1	18,0	23,2
Luxembourg	0,24	0,30	0,36	0,42	0,49	0,52
Pays-Bas	6,7	7,7	8,3	9,3	10,2	11,3
Communauté	61,2	86,1	96,7	115,5	133,0	150,5
b) <i>Consommation par habitant</i> (en kgec)						
Allemagne (R.F.)	492	781	815	910	970	1.000
Belgique	1.030	1.115	1.027	1.100	1.100	1.100
France	443	536	571	675	764	865
Italie	73	121	184	258	342	429
Luxembourg	811	987	1.146	1.300	1.450	1.500
Pays-Bas	662	716	723	760	800	840
Communauté	394	533	572	658	729	704

On admet que la consommation atteindra, dans la plupart des pays, un palier de saturation : l'augmentation de consommation provient essentiellement de l'accroissement de la population, sauf en France et en Italie.

En Italie, l'importance relativement forte de la consommation de bois dans ce secteur conduira encore à une croissance rapide de la consommation des autres produits énergétiques, Ceci semble, dans une moindre mesure, valable pour la France. En Italie, en outre, le niveau de vie relativement faible, et l'augmentation assez élevée de ce niveau dans les quinze ans à venir, sera un autre facteur qui stimulera la croissance de la consommation d'énergie non électrique.

Pour les autres pays, le niveau de la consommation par habitant en 1975 semble atteindre un certain palier de saturation. Pourtant, les niveaux d'un pays à l'autre sont encore assez divergents. Une comparaison précise de ces chiffres pose en effet des problèmes.

Tout d'abord, les conditions climatologiques sont différentes : le problème de l'influence de la température sur les divergences du niveau de la consommation n'a pas pu être résolu dans la présente étude.

Ensuite, le secteur, comme défini dans cette étude, n'est pas homogène, la part des ménages varie probablement d'un pays à l'autre ; on ne disposait pas de chiffres pour quantifier ce phénomène.

En outre, on peut constater des facteurs particuliers par pays : pour l'Allemagne, l'importance de la consommation d'électricité est forte par rapport aux autres pays ; pour les Pays-Bas, la taille des ménages est relativement grande, etc.

On peut constater, en résumé, que la méthode employée dans la présente étude et par conséquent les extrapolations effectuées, peuvent être améliorées si des données statistiques supplémentaires sont disponibles, surtout en ce qui concerne :

- a) Une répartition plus détaillée du secteur, isolant la consommation des ménages ;
- b) Les informations que nous possédons sur les équipements, notamment pour le sous-secteur ménages.

On peut enfin envisager d'effectuer des études sur la base des budgets familiaux, donc des études en valeur. La prochaine enquête sur les budgets familiaux, dont les résultats seront comparables d'un pays à l'autre, fournira sans aucun doute les éléments d'études de ce genre.

APPENDICE 1

La consommation d'énergie non électrique du secteur domestique 1950-1960

Consommation d'énergie non électrique du secteur domestique

Pays et année	Com- bustibles solides	Com- bustibles liquides	Gaz	Total non élec- trique	Com- bustibles solides	Com- bustibles liquides	Gaz	Total non élec- trique
	En millions de tec				En %			
Allemagne (R.F.)								
1950	22,05	0,30	1,11	23,5	94,0	1,3	4,7	100,0
1955	36,25	1,39	1,59	39,2	92,4	3,5	4,1	100,0
1960	32,28	9,30	1,90	43,5	74,2	21,4	4,4	100,0
Belgique								
1950	7,73	0,83	0,30	8,9	87,2	9,4	3,4	100,0
1955	7,92	1,66	0,34	9,9	80,3	16,2	3,5	100,0
1960	6,47	2,52	0,37	9,4	69,1	26,9	4,0	100,0
France								
1950	15,96	1,33	1,26	18,5	86,0	7,2	6,8	100,0
1955	18,61	3,16	1,47	23,2	80,1	13,6	6,3	100,0
1960	17,91	6,16	1,91	26,0	68,9	23,7	7,4	100,0
Italie								
1950	1,71	1,27	0,44	3,4	50,0	37,1	12,9	100,0
1955	2,46	2,54	0,80	5,8	42,4	43,8	13,8	100,0
1960	2,83	4,90	1,41	9,1	31,0	53,6	15,4	100,0
Luxembourg								
1950	0,21	0,02	0,01	0,24	87,5	8,3	4,2	100,0
1955	0,26	0,03	0,01	0,30	86,7	10,0	3,3	100,0
1960	0,26	0,09	0,01	0,36	72,2	25,0	2,8	100,0
Pays-Bas								
1950	5,53	0,60	0,53	6,7	83,0	9,0	8,0	100,0
1955	6,07	0,97	0,67	7,7	78,7	12,6	8,7	100,0
1960	5,03	2,44	0,83	8,3	60,6	29,4	10,0	100,0
Communauté								
1950	53,23	4,24	3,64	61,1	87,1	6,9	5,9	100,0
1955	71,58	9,64	4,89	86,1	83,1	11,2	5,7	100,0
1960	64,75	25,35	6,44	96,5	67,1	26,3	6,6	100,0

Source: V. Paretti et G. Bloch, « Statistique de l'énergie ». Informations statistiques, 1962, n° 1-2 bis.

APPENDICE 2

Ajustements effectués pour le secteur domestique

Tableau 1 — Énergie non électrique (E_{th}) — Communauté

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
a) <i>Consommation totale</i> E_{th} Valeur rétrospective en millions de tec		61,1	86,1	96,5			
Ajustements : $E_{th} = 64,802 + 3,153 t$	0,89	68,0	83,7	99,5	115,3	131,0	146,8
$E_{th} = 65,49 (1 + 0,042)^t$	0,89	68,1	82,9	101,0	112,8	149,6	182,2
b) <i>Consommation par habitant</i> E_{th}/N Valeur rétrospective - tec		0,394	0,533	0,570			
Ajustements : $\frac{E_{th}}{N} = 0,425 + 0,015 t$	a b 0,83	0,440 68,3	0,516 83,3	0,592 100,2	0,668 117,1	0,743 135,6	0,819 155,2
$\frac{E_{th}}{N} = 4,265 (1 + 0,031)^t$	a b 0,83	0,440 68,3	0,513 82,8	0,597 101,0	0,696 122,1	0,812 148,1	0,946 179,3
$\frac{E_{th}}{N} = 0,020 \left(\frac{PNB}{N}\right)^{0,7122}$	a b 0,87	0,432 67,1	0,520 83,9	0,599 101,4	0,691 121,2	0,790 144,2	0,899 170,5
$\frac{E_{th}}{N} = 4,482 \cdot 10^{-9} \left(\frac{PNB}{N}\right)^{4,259} (1 - 0,149)^t$	a b 0,97	0,412 64,0	0,559 90,2	0,580 98,2	106 2	110,0	110,6

r : coefficient de corrélation.

a : valeur en tec par habitant ou logement.

b : valeur absolue correspondante en millions de tec.

Tableau 2 — Énergie non électrique (E_{th}) – Allemagne (R.F.)

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
a) <i>Consommation totale</i> E_{th} Valeur rétrospective en millions de tec		23,5	39,2	43,5			
Ajustements :							
$E_{th} = 26,3 + 1,77 t$	0,89	28,1	36,9	45,7	54,6	63,4	72,2
$E_{th} = 26,6 (1 + 0,053)^t$	0,87	28,1	36,3	47,0	60,8	78,7	101,8
b) <i>Consommation par habitant</i> E_{th}/N Valeur rétrospective – tec		0,491	0,781	0,815			
Ajustements :							
$\frac{E_{th}}{N} = 0,565 + 0,027 t$	a b	0,592 28,3	0,729 36,6	0,866 46,2	1,003 55,6	1,141 65,7	1,278 76,7
$\frac{E_{th}}{N} = 0,565 (1 + 0,041)^t$	a b	0,588 28,1	0,721 36,2	0,883 47,1	1,081 60,0	1,324 76,3	1,622 97,3
$\frac{E_{th}}{N} = 0,027 \left(\frac{PNB}{N}\right)^{0,720}$	a b	0,564 27,0	0,745 37,4	0,880 47,0	1,002 55,6	1,124 64,7	1,267 76,0
$\frac{E_{th}}{N} = 0,002 \left(\frac{PNB}{N}\right)^{3,02} (1 - 0,132)^t$	a b	0,524 25,1	0,828 41,5	0,820 43,8	0,698 38,7	0,556 32,0	0,452 27,2
c) <i>Consommation par logement</i> E_{th}/L Valeur rétrospective – tec		2,51	3,28	2,96			
Ajustements :							
$\frac{E_{th}}{L} = 2,97 (1 + 0,005)^t$	a b	2,99 28,0	3,06 36,5	3,14 46,21	3,22	3,31	3,39

r : coefficient de corrélation.

a : valeur en tec par habitant ou logement.

b : valeur absolue correspondante en millions de tec.

Tableau 3 — Énergie non électrique (E_{th}) — Belgique

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
a) <i>Consommation totale</i> E_{th} Valeur rétrospective en millions de tec		8,9	9,9	9,4			
Ajustements : $E_{th} = 9,44 + 0,009 t$	0,44	9,4	9,5	9,5	9,6	9,6	9,7
$E_{th} = 9,41 (1 + 0,001)^t$	0,42	9,4	9,5	9,5	9,6	9,6	9,7
b) <i>Consommation par habitant</i> E_{th}/N Valeur rétrospective — tec		1,030	1,116	1,027			
Ajustements :							
$\frac{E_{th}}{N} = 1,099 - 0,0051 t$ a b	0,21	1,094 9,5	1,068 9,5	1,043 9,5	1,017 9,6	0,992 9,6	0,967 9,6
$\frac{E_{th}}{N} = 1,098 (1 - 0,005)^t$ a b	0,22	1,092 9,4	1,066 9,5	1,040 9,5	1,015 9,6	0,990 9,6	0,967 9,6
$\frac{E_{th}}{N} = 0,985 \left(\frac{PNB}{N}\right)^{0,01712}$ a b	0,03	1,063 9,2	1,066 9,5	1,068 9,8	1,071 10,1	1,074 10,4	1,077 10,7
$\frac{E_{th}}{N} = 0,939 \cdot 10^{-7} \left(\frac{PNB}{N}\right)^{3,64}$ a b (1 - 0,078) ^t	0,93	1,015 8,8	1,122 9,9	1,023 9,4	1,224 11,5	1,453 14,1	1,805 18,0

r : coefficient de corrélation.

a : valeur en tec par habitant ou logement.

b : valeur absolue correspondante en millions de tec.

Tableau 4 — Énergie non électrique (E_{th}) — France

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975	
a) <i>Consommation totale</i> E _{th} Valeur rétrospective en millions de tec		18,5	23,2	26,0				
Ajustements : E _{th} = 19,6 + 0,68 t	0,83	20,3	23,7	27,1	30,5	33,9	37,3	
E _{th} = 19,7 (1 + 0,030) ^t	0,83	20,3	23,6	27,3	31,7	35,9	42,6	
b) <i>Consommation par habitant</i> E _{th} /N Valeur rétrospective – tec		0,443	0,536	0,571				
Ajustements : $\frac{E_{th}}{N} = 0,478 + 0,011 t$	a b	0,71	0,489 20,4	0,545 23,6	0,600 27,3	0,666 30,9	0,711 35,2	0,767 39,6
$\frac{E_{th}}{N} = 0,479 (1 + 0,021)^t$	a b	0,72	0,488 20,4	0,542 23,5	0,602 27,4	0,669 31,6	0,744 36,8	0,826 42,6
$\frac{E_{th}}{N} = 0,023 \left(\frac{PNB}{N} \right)^{0,6856}$	a b	0,78	0,483 20,2	0,545 23,6	0,607 27,6	0,706 33,3	0,796 39,4	0,906 46,1
$\frac{E_{th}}{N} = 0,866 \cdot 10^{-7} \left(\frac{PNB}{N} \right)^{3,528} (1 - 0,091)^t$	a b	0,89	0,484 20,2	0,555 24,0	0,598 27,2	0,810 38,2	0,932 46,1	1,122 58,8

r : coefficient de corrélation.

a : valeur en tec par habitant ou logement.

b : valeur absolue correspondante en millions de tec.

Tableau 5 — Énergie non électrique (E_{th}) – Italie

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
a) <i>Consommation totale</i> E_{th} Valeur rétrospective en millions de tec		3,4	5,8	9,1			
Ajustements : $E_{th} = 2,77 + 0,521 t$	0,98	3,3	5,9	8,5	11,1	13,7	16,3
$E_{th} = 3,25 (1 + 0,097)^t$	0,98	3,5	5,7	9,0	14,2	22,5	35,7
b) <i>Consommation par habitant</i> E_{th}/N Valeur rétrospective – tec		0,073	0,121	0,184			
Ajustements : $\frac{E_{th}}{N} = 0,061 + 0,010 t$	a b	0,072 3,4	0,122 5,9	0,173 8,5	0,224 11,4	0,275 14,4	0,326 17,6
$\frac{E_{th}}{N} = 0,072 (1 + 0,090)^t$	a b	0,076 3,5	0,118 5,7	0,182 9,0	0,280 14,2	0,431 22,6	0,664 36,0
$\frac{E_{th}}{N} = 0,00005 \left(\frac{PNB}{N} \right)^{1,698}$	a b	0,076 3,5	0,119 5,7	0,186 9,2	0,284 14,5	0,433 22,7	0,634 34,4
$\frac{E_{th}}{N} = 0,811 \left(\frac{PNB}{N} \right)^{0,106} (1 + 0,084)^t$	a b	0,076 3,5	0,118 5,7	0,182 9,0	0,280 14,3	0,431 22,6	0,663 35,9

r : coefficient de corrélation.

a : valeur en tec par habitant ou logement.

b : valeur absolue correspondante en millions de tec.

Tableau 6 — Énergie non électrique (E_{th}) – Luxembourg

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
a) <i>Consommation totale</i> E_{th} Valeur rétrospective en millions de tec		0,24	0,30	0,36			
Ajustements : $E_{th} = 0,248 + 0,009 t$	0,82	0,26	0,30	0,35	0,40	0,45	0,49
$E_{th} = 0,251 (1 + 0,032)^t$	0,81	0,26	0,30	0,35	0,41	0,48	0,56
b) <i>Consommation par habitant</i> E_{th}/N Valeur rétrospective – tec		0,811	0,987	1,146			
Ajustements : $\frac{E_{th}}{N} = 0,852 + 0,025 t$	a b	0,876 0,26	0,999 0,30	1,122 0,35	1,245 0,40	1,368 0,46	1,491 0,51
$\frac{E_{th}}{N} = 0,86 (1 + 0,025)^t$	a b	0,877 0,26	0,994 0,30	1,126 0,35	0,42 1,277	0,48 1,447	0,57 1,641

r : coefficient de corrélation.

a : valeur en tec par habitant ou logement.

b : valeur absolue correspondante en millions de tec.

Tableau 7 — Énergie non électrique (E_{th}) – Pays-Bas

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975	
a) <i>Consommation totale</i> E _{th} Valeur rétrospective en millions de tec		6,7	7,7	8,3				
Ajustements : E _{th} = 6,51 + 0,166 t	0,83	6,7	7,5	8,3	9,2	10,0	10,8	
E _{th} = 6,54 (1 + 0,023) ^t	0,84	6,7	7,5	8,4	9,4	10,5	11,7	
b) <i>Consommation par habitant</i> E _{th} /N Valeur rétrospective – tec		0,662	0,716	0,723				
Ajustements : $\frac{E_{th}}{N} = 0,655 + 0,007 t$	a b	0,54	0,667 6,7	0,696 7,5	0,730 8,4	0,764 9,3	0,798 10,2	0,832 11,2
$\frac{E_{th}}{N} = 0,655 (1 + 0,010)^t$	a b	0,55	0,662 6,7	0,695 7,5	0,730 8,4	0,767 9,3	0,806 10,3	0,846 11,4
$\frac{E_{th}}{N} = 1,57 \left(\frac{PNB}{N}\right)^{0,3268}$	a b	0,57	0,658 6,7	0,705 7,6	0,738 8,5	0,775 9,4	0,823 10,6	0,874 11,8
$\frac{E_{th}}{N} = 0,005 \left(\frac{PNB}{N}\right)^{1,129}$ (1 – 0,030) ^t	a b	0,78	0,669 6,8	0,730 7,8	0,735 8,4	0,751 7,6	0,794 10,2	0,838 8,8
c) <i>Consommation par logement</i> E _{th} /L Valeur rétrospective – tec		3,05	3,12	2,94				
Ajustements : $\frac{E_{th}}{L} = 3,06 (1 - 0,002)^t$	a b	0,13	3,05 6,7	3,02 7,5	2,99 8,4	2,96	2,93	2,90

r : coefficient de corrélation.

a : valeur en tec par habitant ou logement.

b : valeur absolue correspondante en millions de tec.

ANNEXE 7

Les besoins d'électricité

SOMMAIRE

<i>Introduction</i>	405
<i>Section I: L'ANALYSE PAR SECTEUR</i>	405
A — Généralités	405
B — La consommation d'électricité de l'industrie sidérurgique	406
1. Généralités	406
2. Développement entre 1950 et 1960	407
3. Perspectives — Méthode de prévision et résultats	408
C — La consommation des industries autres que la sidérurgie	410
1. Consommation en 1960	410
2. Évolution 1950-1960	411
3. Perspectives — Méthode de prévision et résultats	412
a) Méthode de prévision	412
b) Estimations	414
D — La consommation d'électricité des transports	416
1. Consommation en 1960	416
2. Évolution 1950-1960	416
3. Perspectives — Méthode de prévision et résultats	417
E — La consommation du secteur domestique	419
1. Généralités	419
2. Évolution 1950-1960	421
3. Perspectives — Méthode d'estimation et résultats	422
a) Méthode de prévision	422
b) Estimations	423
F — La consommation du secteur énergie	425
1. Généralités	425
2. Producteurs d'énergie non électrique	426
a) Évolution 1950-1960	426
b) Perspectives	427
3. Secteur électricité	427
a) Évolution 1950-1960	427
b) Perspectives sur :	
— l'autoconsommation	428
— les pertes de distribution	429
4. Conclusion	429
<i>Section II: LA CONSOMMATION TOTALE D'ÉLECTRICITÉ ET SA STRUCTURE</i>	430
A — Généralités	430
B — La vraisemblance de la structure par secteur	430
C — La vraisemblance de l'estimation de la consommation totale	432
1. Généralités	432
2. Ajustements relatifs à la consommation totale d'électricité	433
3. Comparaisons des estimations par secteur et des extrapolations globales	435
D — La marge d'incertitude sur les estimations de la consommation totale	438

Appendice 1 : <i>Consommation d'électricité par pays et par secteur</i>	441
Appendice 2 : <i>Résultats des ajustements relatifs au secteur « autres industries »</i>	449
Appendice 3 : <i>Résultats des ajustements relatifs au secteur domestique</i>	453
Appendice 4 : <i>Résultats des ajustements relatifs à la consommation totale d'électricité</i>	461

Liste des tableaux

1 — Consommation d'électricité dans la sidérurgie	410
2 — Taux d'accroissement moyen de la production industrielle de la consommation totale et unitaire d'électricité dans les « autres industries »; élasticité de cette consommation par rapport à la production industrielle — Période 1950-1960	412
3 — Taux d'accroissement moyen de la consommation d'électricité des « autres industries » — 1960-1970	414
4 — Consommation d'électricité dans les industries autres que la sidérurgie	416
5 — État de l'électrification des chemins de fer en début de période de prévision ...	417
6 — Consommation d'électricité dans les transports	418
A — Chiffres absolus (en TWh)	418
B — Taux d'accroissement annuels moyens	418
7 — Niveaux de consommation dans le secteur domestique en 1960	419
8 — Équipement en appareils électriques à usage domestique dans les pays de la Communauté, en Grande-Bretagne et aux États-Unis	420
9 — Taux moyens d'accroissement 1950-1960 du PNB et de la consommation d'électricité par habitant — Élasticité de la consommation par habitant par rapport au PNB par habitant	421
10 — Taux d'accroissement de la consommation d'électricité du secteur domestique — 1960-1970	423
11 — Consommation d'électricité dans le secteur domestique	425
12 — Relation entre autoconsommation, pertes de transport et de distribution et structure de la production d'électricité en 1960	427
13 — Consommation du secteur énergie	429
14 — Structure par secteur de la consommation totale brute d'électricité selon les analyses par secteur	431
15 — Consommation totale brute d'électricité d'après l'addition des analyses par secteur	432
16 — Coefficients des ajustements calculés sur la période 1950-1960	434
17 — Comparaison de l'addition des estimations par secteur et des extrapolations globales — Période 1960-1970 — Consommation d'électricité totale	436
18 — Évolution de la consommation unitaire Eel/PNB — Réalisation 1950-1960 — Estimations 1960-1970 selon la méthode par secteur — Taux d'accroissement annuel moyen	436

Introduction

La présente annexe résume l'ensemble des études consacrées à la consommation d'électricité et vise ainsi à esquisser l'évolution prévisible de cette consommation à échéance de 1965, 1970 et 1975.

Ces études portent sur la consommation totale *brute* d'électricité, en y comprenant donc l'autoconsommation des centrales ainsi que les pertes de transport et de distribution.

Les besoins ont principalement été évalués par *grands secteurs*.

Les résultats de ces études sectorielles ont ensuite été additionnés *par pays*. On s'est alors attaché à examiner la vraisemblance du chiffre de consommation totale et de la structure par secteur qui se dégagent de cette juxtaposition.

La section I de la présente annexe résume les analyses par secteur; la section II est consacrée à l'évolution de la consommation totale d'électricité.

Section I

L'analyse par secteur

A — Généralités

Conformément à la classification générale décrite à l'annexe 1, cette analyse a porté sur les cinq secteurs; sidérurgie, autres industries, transports, secteur domestique, producteurs et transformateurs d'énergie.

Les caractéristiques de ces secteurs ainsi que leur importance relative dans la consommation totale d'électricité diffèrent sensiblement. Dans ces conditions, il n'a pas paru approprié d'appliquer des méthodes d'estimation uniformes de secteur à secteur.

Pour la *sidérurgie* et les *producteurs et transformateurs d'énergie* eux-mêmes, il s'agit de secteurs à caractéristiques techniques relativement bien définies. Dès

lors, l'analyse a été principalement fondée sur ces caractéristiques, considérées assez globalement au niveau de la Communauté. Ce n'est qu'ensuite qu'on est passé à l'examen par pays pour tenir compte des particularités de chacun des États membres.

Les consommations des *autres industries* et du *secteur domestique* présentent de leur côté les aspects suivants :

- 1° Il s'agit de masses de consommations très importantes;
- 2° On est mal informé sur la structure interne de ces consommations : les caractéristiques techniques et économiques des différents sous-secteurs, l'évolution des besoins d'électricité dans chacun de ces sous-secteurs;
- 3° Les différences de pays à pays sont parfois très sensibles, par exemple en matière de consommation domestique par habitant.

Dans ces conditions on a préféré procéder par *pays*. En outre, l'absence relative d'informations en ce qui concerne l'évolution des sous-secteurs a obligé de recourir à des méthodes d'extrapolation assez globales. En général on a considéré les résultats que donne l'extrapolation d'une série d'ajustements statistiques calculés sur la période 1950-1960. Ces résultats ont été ensuite interprétés en fonction des caractéristiques particulières de chaque ajustement et des informations plus détaillées dont on disposait éventuellement pour le secteur en question.

Les différences dans l'approche retenue pour les différents secteurs déterminent la structure et la présentation des paragraphes qui suivent. Dans l'exposé un schéma uniforme a pourtant été suivi. On étudie d'abord la physionomie de la consommation du secteur en 1960, puis les caractéristiques principales de l'évolution 1950-1960. Enfin on décrit les méthodes d'estimation de l'évolution future et les données chiffrées qui sont le résultat de cette analyse.

B — La consommation d'électricité de l'industrie sidérurgique

1. Généralités

En 1960, la consommation d'électricité de l'industrie sidérurgique de la Communauté a été de 27,4 TWh, soit environ 10 % de la consommation brute totale d'électricité (voir appendice 1).

Les pays du Benelux s'écartent de cette moyenne. Le Luxembourg et la Belgique accusent un pourcentage plus élevé (respectivement 75 et 15 %) et les Pays-Bas plus faible (5 %).

Pour tous les pays la consommation d'électricité par tonne d'acier reste sensiblement comprise entre les limites 300 et 350 kWh sauf pour l'Italie (632 kWh/t acier). Il en résulte une moyenne pour la Communauté de 376 kWh/t acier.

Dans l'ensemble du secteur, la consommation se répartit environ de la façon suivante (en % du total) :

Agglomération, environ	5
Hauts fourneaux, environ	10
Aciéries	40-50
Laminaires	30-25
Services	15-10

Cette répartition n'indique que des ordres de grandeur et ne représente qu'une moyenne pour la Communauté, dont les chiffres par pays s'écartent sensiblement en raison des différences de la structure de leur sidérurgie.

Mais pour tous les pays on peut indiquer certaines consommations unitaires ne différant pas sensiblement entre elles et qui restent dans les limites de fourchettes assez restreintes :

Installations d'agglomération	20-30	kWh/t agglomérés
Hauts fourneaux	45-55	kWh/t fonte
Aciéries :		
— Thomas	43-50	kWh/t
— Martin	20-30	kWh/t
— Électriques	650-750	kWh/t
— Autres	55-75	kWh/t
Laminaires	165-175	kWh/t

2. Développement entre 1950 et 1960

Entre 1950 et 1960, la consommation d'électricité dans l'industrie sidérurgique de la Communauté a augmenté de 10,4 TWh à 27,4 TWh, soit au taux moyen très élevé de 10,2 % par an.

La plus grande partie de cette augmentation a été entraînée par le développement de l'activité du secteur (production d'acier). Le reste résulte d'une sensible variation de la structure de la production d'acier par procédé de fabrication et d'un développement de la mécanisation du secteur.

La variation du rapport fonte/acier et de la consommation spécifique d'agglomérés par rapport à la tonne de fonte n'ont entraîné que des variations négligeables qui se compensent à peu près entre elles.

Les chiffres suivants montrent en ordre de grandeur la répartition de l'accroissement de 17 TWh enregistré entre 1950-1960 :

	TWh	% de l'accroissement total
Accroissement de l'activité du secteur (production d'acier)	13,5	80
Accroissement de la consommation spécifique d'agglomérés par rapport à la tonne de fonte	0,4	2,5
Réduction du rapport fonte/acier	— 0,4	— 2,5
Variation de la structure de la production d'acier par procédé de fabrication	2,0	11
Développement de la mécanisation ⁽¹⁾	1,5	9
Développement total	17	100

⁽¹⁾ Y compris le développement de certaines élaborations finales.

Le développement de la mécanisation a donc entraîné un accroissement de la consommation d'électricité par tonne d'acier d'environ 1 % par an.

Globalement, la consommation d'électricité par tonne d'acier a augmenté de 327 kWh en 1950 à 376 kWh en 1960.

Ce développement n'a pas été homogène dans tous les pays, la consommation par tonne d'acier étant restée à peu près stable en Belgique (environ 320) et ayant baissé en Italie (762 à 632) et aux Pays-Bas (408 à 309).

Ces écarts par pays reflètent des différences sensibles dans l'évolution des facteurs cités dans le tableau ci-dessus, notamment la réduction enregistrée en Italie et aux Pays-Bas a été due surtout à la variation de la structure de la production d'acier par procédé de fabrication.

3. Perspectives — Méthode de prévision et résultats

L'introduction de techniques nouvelles entraînant des changements soudains dans la structure et le volume de la consommation d'électricité dans l'industrie sidérurgique rend hasardeuse l'extrapolation de résultats d'ajustements mathématiques sur des séries historiques.

On a trouvé plus réaliste de se baser sur les connaissances actuelles relatives aux variations techniques et structurelles les plus importantes, pour avancer des prévisions sur la consommation d'électricité.

Pour 1965, sur la base des renseignements des objectifs généraux «acier» repris dans l'annexe 3 — les besoins d'énergie non électrique de la sidérurgie —, on a pu avancer une analyse assez détaillée du développement de la consommation d'électricité dans la sidérurgie de la Communauté. Cette augmentation peut être esquissée de la façon suivante :

	TWh	% de l'accroissement total
Accroissement de l'activité du secteur (production d'acier)	6,1	68
Accroissement de la consommation spécifique d'agglomérés par rapport à la tonne de fonte	1,0	11
Réduction du rapport fonte/acier	— 0,1	— 1
Variation de la structure de la production d'acier par procédé de fabrication	0,6	7
Développement de la mécanisation (augmentation d'environ 1 % par an de la consommation d'électricité par tonne d'acier)	1,3	15
	8,9	100

Pour une production d'acier de 89 millions de tonnes, la consommation d'électricité serait donc en 1965 de $27,4 + 8,9 = 36,3$ TWh, soit une consommation par tonne d'acier de 408 kWh.

Ce chiffre est grevé de deux incertitudes spécifiques au secteur étudié :

- en ce qui concerne la structure de la production d'acier, il est difficile de prévoir si l'oxygène nécessaire aux nouveaux procédés de fabrication sera produit par l'industrie sidérurgique elle-même ou en dehors;
- en ce qui concerne la mécanisation, le développement retenu comprend la tendance de l'industrie sidérurgique à livrer des produits de plus en plus élaborés. Cette tendance freine évidemment le développement de la consommation d'électricité des secteurs consommateurs d'acier. La ligne de partage d'un secteur à l'autre n'est pas toujours précise.

Ces deux incertitudes pourraient entraîner un transfert de la consommation d'électricité d'un secteur à l'autre mais n'entachent pas le niveau de la consommation globale retenue.

Pour 1970 et 1975, faute de renseignements surtout en ce qui concerne le développement de la structure de la production d'acier par procédé de fabrication, on a pris comme point de départ les considérations suivantes.

La consommation d'électricité par tonne d'acier montre l'accroissement suivant :

1950-1955 : 1,2 % par an
 1955-1960 : 1,6 % par an
 1960-1965 : 1,6 % par an

Puisque l'on a retenu que les facteurs « consommation spécifique d'agglomérés et variation de la structure de la production d'acier » doivent jouer leur rôle surtout jusqu'en 1965, pour atteindre ensuite à peu près une stabilisation, le développement de la mécanisation sera à peu près le seul facteur qui

continuera à jouer dans l'accroissement de la consommation d'électricité par tonne d'acier après 1965.

On a retenu que cette augmentation sera entre 1965 et 1970 d'environ 1 % par an pour baisser entre 1970 et 1975 à environ 0,6 %.

Il en résulte une consommation d'électricité de 430 kWh/t acier en 1970 et de 443 kWh/t acier en 1975, soit une consommation absolue respectivement de 47,2 et 57,6 TWh.

Pour la période 1960-1970, les chiffres retenus représentent donc un accroissement de la consommation unitaire d'électricité d'environ 1,3 % par an pour la Communauté. Cet accroissement doit être interprété comme résultant de situations assez différentes par pays.

Pour les Pays-Bas, en raison de la faible augmentation retenue de la production d'agglomérés, et de la part déjà très élevée en 1960 des procédés de fabrication d'acier fort consommateurs d'électricité, on n'a retenu qu'un accroissement d'environ 1 %.

Tandis que pour l'Italie, suite à la réduction prévue de l'importance de l'acier électrique et en raison du niveau très élevé en 1960 de la consommation unitaire d'électricité, on a prévu une baisse d'environ 1,5 % par an, ce pays représentant encore le niveau le plus élevé en 1970.

Pour les autres pays, les chiffres impliquent un accroissement de la consommation unitaire d'environ 2 % par an.

Les résultats de l'ensemble des évaluations concernant la sidérurgie sont résumés ci-dessous (en TWh).

Tableau 1 — Consommation d'électricité dans la sidérurgie 1950-1975 (en TWh)

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	4,2	7,7	11,9	15,2	20,2	25,3
Belgique	1,2	1,8	2,3	2,9	3,8	4,4
France	2,5	4,2	6,2	8,5	11,4	14,0
Italie	1,8	3,4	5,2	7,3	8,7	10,0
Luxembourg	0,56	0,88	1,21	1,5	1,8	2,08
Pays-Bas	0,2	0,4	0,6	0,9	1,3	1,8
Communauté	10,4	18,3	27,4	36,3	47,2	57,6

C — La consommation des industries autres que la sidérurgie

1. La consommation en 1960

Pour la Communauté, la consommation d'électricité dans ce secteur s'est élevée en 1960 à 129 TWh, ce qui représente environ 45 % de la consomma-

tion brute totale d'électricité. Cette proportion se retrouve pratiquement dans chaque pays de la Communauté excepté au Luxembourg.

A l'intérieur du secteur l'industrie chimique est de loin le plus grand consommateur; en 1960 elle absorbait environ un tiers de la consommation du secteur. En République fédérale cette proportion atteignait 38 %. Parmi les autres gros consommateurs, on doit mentionner l'industrie de la construction mécanique et électrique (14 %), et les métaux non ferreux (12 %).

Consommation du secteur « autres industries » en 1960

	Communauté		Allemagne	
	TWh	%	TWh	%
Industries métaux non ferreux	14,9	11,6	4,7	8,9
Industries construction mécanique et électrique	18,1	14,0	8,7	16,5
Industries chimiques	42,3	32,8	20,1	38,2
Industrie du verre, de la céramique et des matériaux de construction	11,1	8,6	4,8	9,1
Industries alimentaires	7,1	5,5	2,4	4,6
Industries textiles	12,1	9,4	3,0	5,7
Industrie du bois et papeterie	10,9	8,5	5,0	9,5
Industries extractives non énergétiques	3,0	2,3	1,1	2,1
Diverses industries	6,2	4,8	1,5	2,9
Écarts statistiques et arrondissements ⁽¹⁾	3,3	2,5	1,3	2,5
Total	129,0	100,0	52,6	100,0

(¹) Y compris les différences entre les sources précitées et les statistiques de base de Paretti et Bloch, qui ont servi de base pour l'extrapolation de la consommation totale du secteur.

Sources: Communauté: *Bulletin statistique charbon et autres sources d'énergie* n° 5-6, 1962.

Allemagne: *Statistisches Jahrbuch* 1962.

2. Évolution 1950-1960

Les chiffres du tableau 2 caractérisent l'évolution au cours de la décennie 1950-1960. Pour un taux de croissance moyen de 7,5 % par an de la production industrielle, la consommation d'électricité du secteur s'est accrue en moyenne de 8,5 % dans la Communauté. Les emplois d'électricité des autres industries ont donc augmenté plus rapidement que la production ce qui s'exprime dans une élasticité supérieure à l'unité, et une augmentation de la consommation unitaire de près de 1 % par an.

Reflétant partiellement le ralentissement de l'expansion économique, le taux d'accroissement de la consommation s'est réduit au cours de la deuxième quinquennie de la période de référence (taux moyen pour 1955-1960: 8 % par an).

La confrontation des chiffres par pays conduit à la conclusion que dans ce secteur existent des éléments autonomes dans l'évolution de la consommation d'électricité: à des croissances industrielles assez divergentes (entre 3 et 9 %)

correspondent des taux d'expansion de l'électricité plus voisins (entre 6 et 9,5 %). Le phénomène se manifeste encore plus clairement lorsqu'on ne considère que la quinquennie 1955-1960. Il en résulte des écarts notables de pays à pays dans les variations de la consommation unitaire et dans les élasticités de la consommation par rapport à la production industrielle. Les élasticités les plus faibles sont enregistrées dans les pays où la croissance industrielle a été la plus forte.

A cet égard le cas de l'Italie est frappant : c'est le seul pays où la production industrielle a augmenté plus rapidement que la consommation d'électricité des autres industries. Mais comme on constate d'autre part pour la consommation d'énergie *non électrique* une élasticité *supérieure* à celle des autres pays (voir annexe 4) on peut se demander s'il n'y a pas eu compensation entre énergie non électrique et électricité.

Tableau 2 — Taux d'accroissement moyen de la production industrielle de la consommation totale et unitaire d'électricité dans les « autres industries » ; élasticité de cette consommation par rapport à la production industrielle — Période 1950-1960

Pays	Production industrielle % par an	Consommation totale d'électricité du secteur % par an	Consommation unitaire % par an	Élasticité de la consommation par rapport à la production industrielle
Allemagne (R.F.)	9,1	9,6	+ 0,5	1,05
Belgique	3,0	6,0	+ 2,9	1,72
France	6,4	8,4	+ 1,9	1,28
Italie	8,1	7,0	— 1,1	0,86
Luxembourg	4,4	8,1	+ 4,1	1,85
Pays-Bas	5,8	8,3	+ 1,5	1,36
Communauté	7,5	8,5	+ 0,9	1,12

3. Perspectives — Méthode de prévision et résultats

a) Méthode de prévision

Les estimations des besoins d'électricité dans les « autres industries » sont fondées sur :

- le développement de la production industrielle tel que celui-ci a été estimé dans le cadre économique d'ensemble;
- les liaisons entre production et consommation d'énergie observées dans le passé;
- des considérations sur les changements à entrevoir dans la relation entre production industrielle et consommation d'énergie.

On a d'abord analysé ce que donnerait, comme consommation en 1970 et 1975 une extrapolation simple d'une série d'ajustements calculés sur la période 1950-1960.

- a) Pour la consommation totale d'électricité
 - 1^o chronique exponentielle,
 - 2^o relation avec la production industrielle,
 - 3^o relation avec la production industrielle et le temps;
- b) Pour la consommation par unité de production industrielle
 - chronique exponentielle.

Les formules sont résumées dans le cadre suivant. Le résultat complet des ajustements figure en appendice.

Variable expliquée	Variable explicative	Forme de la fonction
Consommation d'électricité dans le secteur autres industries (Eel)	1. Temps (trend)	$Eel = k (1 + r)^t$ (relation I)
	2. Production industrielle	$Eel = k (PI)^\alpha$ (relation II)
	3. Production industrielle et temps	$Eel = k (PI)^\alpha (1 + r)^t$ (relation III)
Consommation unitaire indices $\left(\frac{Eel}{PI} \right)$	Temps	$\frac{Eel}{PI} = k (1 + r)^t$ (relation IV)

Les résultats de ces extrapolations ont ensuite été interprétés. D'abord on a été conduit à éliminer les résultats donnés par la relation avec la production industrielle et le temps (relation III) en raison de la forte intercorrélation entre les deux variables explicatives.

Ensuite, on a tenté de discerner des limites supérieures et inférieures à la consommation. Pour les raisons indiquées à l'annexe 1, l'extrapolation de la chronique exponentielle de la consommation totale (relation I) a été considérée comme une limite supérieure dans les cas où l'on s'attend à un ralentissement du rythme d'expansion industrielle et comme une limite inférieure dans le cas contraire.

En outre, on a retenu pour la période de prévision une poursuite du trend à l'augmentation de la consommation unitaire traduisant une mécanisation et automation accrue. En outre, on a admis que dans les années à venir, on enregistrerait, parallèlement à un rapprochement des taux de croissance industrielle entre les pays, un certain rapprochement des taux de variation de cette consommation unitaire d'électricité.

Comme on ne dispose pas de prévisions par *sous-secteurs* de l'activité industrielle, les variations de structure n'ont pas été envisagées explicitement; les estimations sont donc fondées sur l'hypothèse que l'incidence des mutations de

structure sera approximativement la même que pendant la période de référence.

Enfin, dans le cadre de l'étude de cohérence générale, la plausibilité de la part des « autres industries » dans la consommation globale a été examinée et de légères retouches ont été apportées en fonction des résultats de cette analyse (notamment pour la France).

b) Les estimations

Le tableau 3 résume les hypothèses prévisionnelles en matière d'activité du secteur, les résultats des principales extrapolations et les taux prévisionnels de croissance qui ont finalement été retenus.

L'analyse de ce tableau conduit à deux constatations :

- 1° Pour une série de pays, France, Italie, Luxembourg et Pays-Bas, les résultats des diverses extrapolations se recoupent largement ;
- 2° Pour l'Allemagne et la Belgique, on note des divergences sensibles entre les résultats de ces extrapolations.

Les taux d'accroissement retenus pour les différents pays s'appuient sur les considérations suivantes :

République fédérale: L'extrapolation simple du trend de la consommation 1950-1960 (relation I) conduit à des consommations d'électricité trop élevées (+ 10 % par an) : les besoins devraient ressentir le ralentissement de la croissance industrielle. A l'opposé, la relation II, qui traduit directement l'influence du rythme de production industrielle tout en maintenant l'élasticité constante, néglige le facteur autonome de mécanisation. On a été ainsi porté à retenir un taux d'accroissement de 7 %, se situant entre les résultats donnés par les deux extrapolations et impliquant une augmentation plus rapide (et plus comparable à celle des autres pays) de la consommation unitaire (+ 1,6 % entre 1960 et 1970 contre + 0,5 entre 1950 et 1960).

Tableau 3 — Taux d'accroissement moyen de la consommation d'électricité des « autres industries » — 1960-1970

Pays	Production industrielle % par an	Consommation d'électricité — % par an			
		Extrapolation relation I $Eel = k(1+r)^t$	Extrapolation relation II $Eel = k(PI)\alpha$	Extrapolation relation IV $\frac{Eel}{PI} = k(1+r)^t$	Prévisions
Allemagne (R.F.)	5,3	10,1	5,6	5,8	7,0
Belgique	4,8	5,6	7,5	7,4	7,0
France	6,2	8,2	8,1	8,4	8,1
Italie	8,3	6,4	6,9	6,9	8,7
Luxembourg	4,0	9,0	8,4	9,5	7,0
Pays-Bas	5,7	8,3	8,3	7,5	8,3
Communauté	6,1	8,4	6,9	7,1	7,8

Belgique: A l'opposé de la République fédérale, l'extrapolation simple du trend 1950-1960 (relation I) conduit à des consommations d'électricité trop modestes (+ 5,6 % par an), l'évolution des besoins devrait traduire l'accélération prévue de l'expansion industrielle. D'autre part, les accroissements suggérés par les deux autres relations impliqueraient une augmentation de la consommation unitaire de 2,5 % par an, ce qui paraît assez élevé pour l'hypothèse d'expansion industrielle retenue. Ces considérations ont conduit à envisager une croissance de la consommation unitaire de 2,1 % légèrement plus rapide qu'en République fédérale et analogue à celle envisagée pour la France et les Pays-Bas.

France et Pays-Bas: Pour ces deux pays où les hypothèses prévisionnelles d'expansion industrielle prolongent sensiblement la période de référence, les estimations retenues se rattachent étroitement aux résultats des extrapolations qui, de leur côté, ne divergent pas sensiblement entre elles. La préférence a été donnée aux relations I et II, la qualité de l'ajustement de la relation IV (consommation spécifique) étant inférieure. Les chiffres retenus impliquent une augmentation de la consommation unitaire de 2,0 % par an en France et de 2,3 % par an aux Pays-Bas.

Italie: Ce pays constitue le cas où l'on s'est délibérément écarté des résultats des extrapolations, bien que ceux-ci coïncident largement entre eux. Selon ces extrapolations l'augmentation de la consommation d'électricité resterait sensiblement moins rapide que l'expansion industrielle. Or, la consommation unitaire n'a plus diminué depuis 1958. Il est vraisemblable qu'au niveau actuellement atteint de développement industriel, l'évolution de la consommation unitaire en Italie va se rapprocher davantage de celle des autres pays. La prévision a été fondée sur une augmentation de cette consommation à raison de 0,4 % par an, ce qui conduit pour la période 1960-1970 à un taux de croissance de 8,7 % pour la consommation totale du secteur.

Communauté: Les chiffres relatifs à la Communauté résultent de l'addition des estimations par pays et se traduisent par un taux d'accroissement moyen de 7,8 % par an entre 1960-1970. Ce résultat se situe à l'intérieur de la fourchette formée par les résultats des diverses extrapolations faites directement pour la Communauté. Ceci semble très plausible, car au niveau de la Communauté on retrouve le phénomène signalé pour la République fédérale : lorsque l'expansion industrielle prévue est moins forte que celle de la période de référence, l'extrapolation de la relation I surestime et l'extrapolation des relations II et IV sous-estime vraisemblablement les besoins.

En résumé, les besoins d'électricité du secteur «autres industries» continueraient à croître à un rythme soutenu. En raison de l'existence de facteurs autonomes dans le développement de ces besoins, la réduction du rythme d'expansion industrielle ne se répercuterait pas intégralement sur les besoins. En dernier lieu, le rapprochement entre les rythmes d'expansion industrielle des divers pays permet d'envisager des divergences moins marquées dans l'évolution de la consommation unitaire.

L'ensemble des résultats est résumé au tableau 4 qui donne les chiffres en TWh.

Tableau 4 — Consommation d'électricité dans les industries autres que la sidérurgie (en TWh)

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	19,8	36,6	52,6	74,0	103,0	142,0
Belgique	3,4	4,5	6,2	8,7	12,2	17,0
France	14,9	23,7	35,9	54,0	78,6	112,0
Italie	11,8	18,2	26,7	41,3	61,4	86,0
Luxembourg	0,041	0,068	0,089	0,125	0,175	0,245
Pays-Bas	3,4	5,2	7,6	11,2	16,8	24,3
Communauté	53,3	88,2	129,0	189,3	272,2	381,5

D — La consommation d'électricité des transports

1. La consommation en 1960

La consommation de ce secteur comprend les besoins des chemins de fer et des moyens de transport locaux (tramways, trolleybus).

En 1960, ces besoins se décomposaient comme suit au niveau de la Communauté :

	TWh	en % du total
Chemins de fer	8,5	72,0
Transports locaux	3,3	28,0
Total	11,8	100,0

La consommation de ce secteur ne représentait que 4,1 % de la consommation totale brute d'électricité de la Communauté. Les pourcentages par pays varient entre 3 (République fédérale) et 6 % (Italie) ⁽¹⁾.

2. Évolution 1950-1960

Au cours de la période 1950-1960, les besoins d'électricité de ce secteur ont augmenté en moyenne de 6,8 % par an, donc à un rythme inférieur à celui de la consommation totale.

(1) A l'exception du Grand-Duché où la part de ce secteur est presque négligeable.

Deux facteurs importants ont joué :

- d'une part, le volume du trafic n'a augmenté que modérément vu la concurrence des autres moyens de transport. Pour les transports locaux, ce trafic a parfois même diminué en chiffres absolus.
- en sens contraire, le processus d'électrification des grandes lignes de chemins de fer a stimulé la consommation d'électricité.

Si on considère que la traction électrique n'est rentable que sur des lignes chargées, on peut conclure qu'à la fin de la période de référence le mouvement d'électrification avait été poussé très loin aux Pays-Bas et en Italie. En France et en Belgique il restait encore une marge, surtout dans le premier de ces pays. En République fédérale le processus n'était qu'entamé.

Tableau 5 — État de l'électrification des chemins de fer en début de période de prévision

Pays	Lignes électrifiées en % de la longueur totale des lignes		Trafic voyageurs électrifié en % du trafic voyageurs total	Trafic marchandises électrifié en % du trafic marchandises total
	1959	1961	1959	1959
Allemagne (R.F.)	11,2	13,0	30,7	21,7
Belgique	18,8	20,7	51,3	31,8
France	16,8	18,8	50,9	49,5
Italie	44,2	48,1	81,5	87,2
Luxembourg	22,4	34,6	21,2	20,7
Pays-Bas	50,3	50,0	87,0	58,0
Communauté	20,9	24,1	53,5	43,0

Source: C.E.E.—Mémorandum sur l'orientation à donner à la politique commune des transports. Nations unies — Bulletin annuel de statistiques des transports européens.

3. Perspectives — Méthode de prévision et résultats

Les estimations des besoins d'électricité de ce secteur ont été établies de façon assez sommaire. On n'a pas tenté d'estimer selon une méthode identique les besoins par pays, compte tenu de l'évolution du trafic et de l'état d'électrification. On s'est contenté de s'inspirer d'études publiées pour la République fédérale (enquête énergétique) et pour la France (M. Boiteux : Perspectives de développement à long terme de la consommation d'électricité en France, Revue française de l'énergie — novembre-décembre 1961). Pour les autres pays on a procédé à une extrapolation des tendances des dernières années en prenant en considération l'état de l'électrification des chemins de fer en début de période de prévision.

En général, l'évolution envisagée présente les caractéristiques suivantes :

Pendant la période 1960-1975, le volume du trafic ferroviaire augmentera beaucoup moins rapidement que la production industrielle et le produit

national. L'élimination de la traction vapeur se poursuivra dans les pays où ce processus n'a jusqu'à présent pas encore été complété. Même en République fédérale, où la traction vapeur assure actuellement encore une part très importante du trafic, on estime que vers 1975 ce mode de traction sera devenu négligeable.

L'électrification des lignes stimulera surtout la consommation d'électricité en République fédérale et en France. Dans le premier de ces pays il reste un retard important à combler. Vers 1975 on envisage que le trafic ferroviaire sera assuré pour les deux tiers par la traction électrique et un tiers par traction diesel. Dans le second, on envisage que l'électrification pourra être étendue même à certaines lignes à trafic moyen. Le chiffre retenu pour 1975 reste cependant un peu inférieur à celui de M. Boiteux qui implique l'électrification du tiers du réseau, soit 80 à 90 % du trafic.

Dans les autres pays l'augmentation beaucoup plus lente des besoins d'électricité du secteur traduit le fait que les programmes d'électrification sont achevés ou le seront dans les toutes premières années. L'évolution de la consommation serait donc directement liée à l'évolution du volume du trafic.

De l'ensemble de ces estimations se dégage, au niveau de la Communauté une augmentation de la consommation d'électricité des transports de 5,3 % par an en moyenne entre 1960-1970. Ce rythme de croissance étant sensiblement inférieur à ceux des autres secteurs, la part des transports dans la consommation totale devrait continuer à décliner.

Tableau 6 — Consommation d'électricité dans les transports
A — Chiffres absolus (en TWh)

Pays	1950	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	1,7	3,7	5,1	6,2	6,8
Belgique	0,3	0,6	0,8	0,9	1,0
France	1,8	3,5	4,9	7,0	9,4
Italie	1,9	3,2	3,9	4,5	5,3
Luxembourg	—	0,01	0,03	0,05	0,06
Pays-Bas	0,3	0,7	0,9	1,0	1,2
Communauté	6,1	11,8	15,6	19,7	23,8

B — Taux d'accroissement annuels moyens

Pays	1950-1960	1960-1970
Allemagne (R.F.)	8,1	5,3
Belgique	7,2	4,2
France	6,9	7,2
Italie	5,3	3,5
Pays-Bas	8,8	3,6
Communauté	6,8	5,3

E — La consommation du secteur domestique

1. Généralités

Pour la Communauté la consommation d'électricité de ce secteur hétérogène ⁽¹⁾ s'est élevée en 1960 à 59,2 TWh, soit 21 % de la consommation brute totale d'électricité. Ce n'est que dans les pays du Benelux que cette proportion diffère significativement de la moyenne communautaire (Belgique 16 %, Pays-Bas 28 %, Luxembourg 12 %).

A l'intérieur du secteur les usages strictement domestiques ne représentent qu'environ 55 % du total.

Le tableau 7 fait ressortir clairement une des caractéristiques principales de ce secteur : les différences extrêmement sensibles de pays à pays dans les niveaux de consommation.

Tableau 7 — Niveaux de consommation dans le secteur domestique en 1960 (en kWh)

Pays	Consommation par habitant (Consommation totale du secteur divisée par le nombre d'habitants)	Consommation domestique par abonné (Consommation strictement domestique divisée par le nombre d'abonnés)
Allemagne (R.F.)	484	871
Belgique	260	516
France	320	518
Italie	239	460 ⁽¹⁾
Luxembourg	618	—
Pays-Bas	358	970
Communauté	350	830
Grande-Bretagne	1.020	2.199 ⁽²⁾
États-Unis	—	3.851

⁽¹⁾ 1959.

⁽²⁾ Sans l'Écosse.

En 1960, la *consommation domestique (au sens strict) par abonné* s'élevait aux Pays-Bas à plus du double de celle de l'Italie. A l'intérieur de ces extrêmes, le chiffre relatif à la République fédérale excédait de près de 70 % celui relatif à la France et la Belgique.

La moyenne communautaire n'atteignait pas 40 % de la consommation de la Grande-Bretagne (Écosse exclue) et ne constituait guère plus qu'un cinquième de la consommation américaine.

⁽¹⁾ Il s'agit de l'ensemble des consommations des ménages, des administrations (y compris l'éclairage public), des services de l'agriculture et de l'artisanat. Approximativement, ceci correspond à la consommation en basse tension.

Dans une certaine mesure ces écarts traduisent la diffusion inégale des appareils électriques à usage domestique (tableau 8). Ces statistiques montrent en premier lieu l'avance encore considérable des États-Unis par rapport aux pays d'Europe. Dans les pays de la Communauté, l'équipement semble le plus poussé en République fédérale. On notera que la corrélation entre le niveau de la consommation par abonné et le taux de diffusion des appareils ne se vérifie pas dans tous les cas. Les Pays-Bas et, surtout, la Grande-Bretagne accusent des consommations par abonnés plus élevées que la République fédérale malgré un taux de diffusion d'appareils inférieur ou analogue à celui de ce dernier pays.

Tableau 8 — Équipement en appareils électriques à usage domestique dans les pays de la Communauté, en Grande-Bretagne et aux États-Unis (nombre d'appareils par 100 abonnés ou en kWh)

	Alle- magne (R.F.)	Bel- gique	France	Italie	Pays-Bas	Grande- Bre- tagne ⁽²⁾	États- Unis
II. <i>Cuisinières électriques</i> ⁽¹⁾							
1955	28 ⁽³⁾	5	4,2	7,5 ⁽³⁾	10,7	25,6	28,2
1960	40	8,3	4,7	7 ⁽⁴⁾	10,7	34,1	35,6
III. <i>Chauffe-eau</i>							
1955	6 ⁽³⁾	1,6	5,8	4	9,7	25	16,3
1960	11	4	10,7	6,9 ⁽⁴⁾	10,1	43,5	18,9
IV. <i>Machines à laver</i>							
1955	11	54	10,9	0,9	29,2	22,2	84,1
1960	29	63,4	25,6	3,3 ⁽⁴⁾	42 ⁽⁴⁾	39,3	95,4
V. <i>Réfrigérateurs</i>							
1955	13	16	10,5	2,3	5,7	9,7	94,1
1960	41	23,6	27,3	9,8 ⁽⁴⁾	6,5 ⁽⁴⁾	23,2	98
VI. <i>Appareils de télévision</i>							
1955	0,75	2,5	2,3	1,4	2,5	40,9	76,1
1960	31	25	16,8	13,1 ⁽⁴⁾	119 ⁽⁴⁾	73,1	89,4
VII. <i>Consommation moyenne par abonné domestique (kWh)</i>							
1955	536	344	351	361	734	1.473	2.774
1960	871	516	518	460 ⁽⁴⁾	970	2.199	3.851

⁽¹⁾ En principe, appareils de cuisine possédant au minimum deux plaques et un four.

⁽²⁾ Pour la Grande-Bretagne (sans l'Écosse) l'équipement est au minimum de deux plaques.

⁽³⁾ 1956.

⁽⁴⁾ 1959.

Source: UNIPEDE — *L'Économie électrique*, n° 30, deuxième trimestre 1963.

Lorsqu'on considère les *consommations par habitant*, les écarts entre pays se réduisent, tout en restant très importants. En effet, le rapport entre le nombre d'abonnés domestiques et la population totale varie de pays à pays selon la composition des ménages, la situation en matière de logement et les facteurs

institutionnels. En 1960, on comptait 25-26 abonnés par 100 habitants en République fédérale et aux Pays-Bas et 31-33 en France, Italie et Belgique.

Dans ce qui suit on raisonnera le plus fréquemment à partir de ce concept «*consommation par habitant*», c'est-à-dire la consommation totale du secteur (y compris les usages qui ne sont pas strictement domestiques) divisée par la population. Ce concept est moins précis que celui de la consommation domestique par abonné en raison de l'hétérogénéité des sous-secteurs (ménages, services, etc.) dont la délimitation statistique n'est pas toujours identique de pays à pays. Il présente cependant l'avantage de considérer, bien que globalement, l'ensemble du secteur étudié et d'éviter d'extrapoler à cet ensemble des tendances uniquement valables pour la consommation des ménages.

2. Évolution 1950-1960

Au cours de la période de référence, la consommation du secteur — tant la consommation totale que la consommation par habitant — a augmenté très rapidement : plus de 10 % par an pour la consommation totale, plus de 9 % pour la consommation par habitant.

Les accroissements les plus élevés ont été enregistrés en Allemagne et en Italie, où l'expansion économique et l'augmentation des revenus ont aussi été les plus fortes. Le phénomène inverse a pu être observé en Belgique.

Tableau 9 — Taux moyens d'accroissement 1950-1960 du PNB et de la consommation d'électricité par habitant — Élasticité de la consommation par habitant par rapport au PNB par habitant

Pays	$\frac{\text{PNB}}{N}$ Taux moyens 1950-1960	$\frac{\text{Eel}}{N}$ Taux moyens 1950-1960	Élasticité de $\frac{\text{Eel}}{N}$ par rapport à $\frac{\text{PNB}}{N}$
Allemagne (R.F.)	6,3	10,6	1,65
Belgique	2,1	6,3	2,66
France	3,4	7,8	2,22
Italie	5,2	9,7	1,82
Pays-Bas	3,8	7,2	1,87
Communauté	4,6	9,2	1,93

Comme le montre le tableau 9, l'écart de pays à pays du rythme de croissance de la consommation par habitant a été pourtant moins grand que celui en matière de PNB par habitant, ce qui confirme l'existence dans l'évolution de la consommation de ce secteur d'un trend indépendant de l'expansion économique et de l'augmentation générale des revenus. Dans ces conditions, l'élasticité de la consommation par rapport au produit national a été plus élevée dans les pays où l'expansion économique a été relativement

faible. Ce phénomène a, d'ailleurs, déjà été relevé dans le secteur des autres industries.

Mais on déduira aussi de ce tableau que l'accroissement des besoins *non directement liés* à l'expansion économique a été, dans ce secteur, à la fois plus rapide et plus uniforme de pays à pays, que dans le secteur autres industries : 3,5 à 4,5 % par an selon les pays.

3. Perspectives — Méthode d'estimation et résultats

a) Méthode de prévision

Comme pour le secteur des autres industries on a procédé à l'extrapolation d'une série d'ajustements calculés sur la période 1950-1960. Le schéma suivant résume les formules utilisées. Le résultat complet des ajustements figure en appendice.

Variable expliquée	Variables explicatives	Forme de la fonction	
Consommation totale d'électricité dans le secteur (Eel)	Temps	a) linéaire $Eel = a + bt$	Relation I
		b) exponentielle $Eel = k (1 + r)^t$	Relation II
Consommation par habitant $\left(\frac{Eel}{N}\right)$	1. Temps	a) linéaire $\frac{Eel}{N} = a + bt$	Relation III
		b) exponentielle $\frac{Eel}{N} = k (1 + r)^t$	Relation IV
	2. Relation avec le PNB par habitant	$\frac{Eel}{N} = k \left(\frac{PNB}{N}\right)^\alpha$	Relation V
	3. Relation avec le PNB par habitant et le temps	$\frac{Eel}{N} = k \left(\frac{PNB}{N}\right)^\alpha (1 + r)^t$	Relation VI

Les principes retenus dans l'interprétation des résultats des extrapolations rejoignent en plusieurs points ceux qui avaient été admis pour les «autres industries» :

- même interprétation des résultats de la chronique exponentielle de la consommation totale (relation II) selon les perspectives d'expansion économique;
- élimination des résultats fondés sur la relation VI où il y a intercorrélation entre les deux variables explicatives.

Ont, en outre, été éliminées les extrapolations des chroniques linéaires (relations I et III); ces résultats impliquent en effet une forte réduction automatique des taux annuels de croissance qui ne peut pas à priori être supposée pour la consommation d'électricité.

En fait, on a surtout raisonné sur les résultats de l'*extrapolation de la chronique exponentielle de la consommation par habitant* (relation IV), en tenant compte de ceux que donne la *relation avec le PNB par tête* (relation V) qui incorpore l'incidence de l'expansion économique. Pour cette dernière relation on a admis qu'en raison du trend autonome dans la consommation d'électricité, l'application prévisionnelle de l'élasticité 1950-1960 de la consommation par rapport au PNB conduit à surestimer cette consommation dans les cas où l'expansion économique va vraisemblablement s'accélérer et à la sous-estimer dans le cas inverse.

Enfin, dans le travail d'interprétation il a paru raisonnable de prendre également en considération les informations disponibles sur l'équipement en appareils domestiques au début de la période de prévision et de tenir compte des indications fournies par les comparaisons des niveaux de consommation des différents pays. On a, en conséquence, adapté au fur et à mesure certaines élasticités et certains taux d'accroissement.

b) Les estimations

Le tableau 10 résume les hypothèses prévisionnelles en matière de revenu, les résultats des principales extrapolations et les taux prévisionnels de croissance qui ont finalement été retenus.

Tableau 10 — Taux d'accroissement de la consommation d'électricité du secteur domestique — 1960-1970

Pays	PNB par habitant	Consommation d'électricité ⁽¹⁾ — % par an		
		Extrapolation relation IV	Extrapolation relation V	Prévision
		$\frac{E_{el}}{N} = k (1 + r)^t$	$\frac{E_{el}}{N} = k \left(\frac{PNB}{N} \right)^\alpha$	
Allemagne (R.F.)	3,4	11,5	6,1	8,6
Belgique	3,3	6,2	8,4	7,8
France	4,1	8,9	10,4	9,0
Italie	5,2	10,4	10,5	8,5
Luxembourg	· ·	6,0	—	6,0
Pays-Bas	3,5	8,6	7,8	8,6
Communauté	4,0	10,1	8,5	8,6

⁽¹⁾ Il s'agit de la consommation totale du secteur qui se dégage de ces extrapolations, même si celles-ci concernent directement la consommation par habitant.

Pour la justification des chiffres retenus on peut en général se reporter à la ligne de raisonnement suivie pour l'analyse par pays du secteur «autres industries».

Pour la *République fédérale* on a admis un sérieux ralentissement de l'expansion de la consommation en raison :

- du ralentissement prévu dans l'augmentation du revenu;
- du niveau relativement élevé de la consommation par habitant en début de période de prévision. On se rappellera à ce sujet que la diffusion des appareils à usage domestique est plus poussée en République fédérale que dans les autres pays de la Communauté, Ceci vaut notamment pour les réfrigérateurs, la télévision et surtout les cuisinières électriques (en 1960, 40 par 100 abonnés contre 5 à 10 dans les autres pays de la Communauté).

Le ralentissement du rythme d'expansion de la consommation ne serait pourtant que progressif. En effet, au cours des toutes dernières années on a encore enregistré des augmentations considérables.

Des considérations inverses à celles développées ci-dessus pour la République fédérale ont été retenues pour la *France* et la *Belgique*. Une croissance plus forte du PNB et des revenus y est envisagée, surtout en Belgique. Au début de la période de prévision, la consommation par habitant était inférieure à la moyenne communautaire. Compte tenu du niveau de revenu, le taux de diffusion des appareils ménagers était relativement faible, sauf pour les machines à laver en Belgique et les chauffe-eau en France.

Dans ces conditions, on a prévu une accélération du rythme d'expansion des besoins d'électricité par rapport à la période de référence.

Cette accélération a déjà été amorcée en Belgique au cours des dernières années, notamment sous l'influence d'une adaptation des tarifs. En France, la baisse des prix des appareils pourrait s'ajouter aux autres facteurs jouant dans le sens de l'accroissement de la consommation. Pour les *Pays-Bas*, où l'expansion des revenus ne devrait pas être sensiblement différente de celle de la période de référence, on a retenu aussi un rythme de croissance de la consommation assez analogue quoique légèrement décroissant en fin de période de prévision en raison du niveau atteint en ce moment.

Enfin, l'estimation pour l'*Italie* traduit l'effet de deux facteurs agissant en sens opposé : la perspective d'un ralentissement progressif de l'expansion du PNB et du revenu par tête (surtout après 1970) d'une part, la faiblesse relative du niveau de départ de la consommation par habitant, d'autre part. A l'opposé des autres pays, l'électrification n'est pas complète (en 1955, 77 % seulement des logements étaient raccordés). L'équipement ménager reste plus faible que dans les autres pays.

Dans ces conditions, on a retenu un taux d'accroissement annuel de la consommation plus élevé que dans les autres pays (sauf la France), mais qui va en décroissant au cours de la période de référence. Les chiffres retenus doivent être considérés comme un minimum.

Récapitulation: l'estimation pour la Communauté

De l'addition des estimations par pays se dégage un développement des besoins d'électricité pour la Communauté d'environ 8,6 % par an. Cette

augmentation rapide des besoins du secteur domestique est très plausible si l'on considère l'écart des niveaux de consommation par rapport aux États-Unis. En confrontant ce chiffre avec le résultat des extrapolations faites directement pour la Communauté on doit même le considérer comme une hypothèse minimale pour le rythme prévu de croissance du revenu. En effet, on remarque que le taux retenu est analogue au résultat de l'extrapolation de la relation avec le PNB par tête (avec élasticité constante). Or, avec les hypothèses d'expansion économique on aurait plutôt attendu, au niveau de la Communauté, un relèvement de cette élasticité.

Quoi qu'il en soit, sur la base des taux retenus, la consommation d'électricité de ce secteur se développerait de la manière indiquée au tableau 11.

Tableau 11 — Consommation d'électricité dans le secteur domestique (en TWh)

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	8,4	14,9	25,8	40,0	59,0	84,0
Belgique	1,2	1,6	2,4	3,5	5,1	7,3
France	6,6	9,7	14,6	22,5	34,6	53,2
Italie	4,4	7,2	11,8	17,8	26,7	39,5
Luxembourg	0,08	0,16	0,19	0,26	0,34	0,41
Pays-Bas	2,0	2,9	4,4	6,6	9,6	13,8
Communauté	22,6	36,4	59,2	90,7	135,3	198,2

F — La consommation du secteur énergie

1. Généralités

Ce poste comprend la consommation des producteurs d'énergie non électrique (à savoir : mines de houille, cokeries, usines à gaz, raffineries de pétrole); l'autoconsommation des producteurs d'électricité, les pertes de transport et de distribution et l'énergie du pompage.

En 1960, la somme de ces postes a représenté dans la Communauté 57,4 TWh, soit 20 % de la consommation totale brute d'électricité.

Dans tous les pays (sauf le Luxembourg) ce pourcentage reste compris dans la fourchette 15-25 %, l'Allemagne et la Belgique se trouvant près de la limite supérieure, en raison de l'importance des mines de houille et des cokeries.

Ce secteur n'étant pas homogène, il nous a semblé utile d'en analyser la structure qui, en 1960, a été la suivante dans la Communauté :

	TWh	%
a) Consommation des producteurs d'énergie non électrique	19,1	33
b) Secteur électricité		
— autoconsommation	13,3	23
— pertes de transport, de distribution et énergie de pompage	25,0	44
Total	57,4	100

Cette structure est assez différente de pays à pays en raison soit de l'importance différente des consommations du secteur énergétique non électrique, soit et surtout de la structure différente de la production d'électricité.

Dans les pages qui suivent on a considéré d'abord les deux sous-secteurs :

- producteurs d'énergie non électrique;
- électricité.

On a ensuite réuni les résultats qu'on a enfin ajusté suite à une vérification du développement de la part de ce secteur dans la consommation brute totale d'électricité.

2. Producteurs d'énergie non électrique

a) Évolution 1950-1960

Entre 1950 et 1960 la consommation d'électricité de ce sous-secteur est passée de 10,6 TWh à 19,0 TWh. Mais malgré l'accroissement de la consommation d'électricité par tonne de produit obtenu, la part de ce sous-secteur dans la consommation totale d'électricité a baissé de 8,5 % en 1950 à 6,7 % en 1960.

	Consommation unitaire d'électricité kWh/t ⁽¹⁾		Part dans la consommation totale d'électricité en %	
	1950	1960	1950	1960
Mines	39	56	7,7	5,3
Raffineries de pétrole	22	29	0,5	1,1
Autres	0,4	0,3

⁽¹⁾ Pour les mines : kWh/tec.

Cette tendance a été vérifiée dans tous les pays de la Communauté, sauf en Italie et aux Pays-Bas où le facteur décisif a été le développement rapide des raffineries de pétrole. Il est intéressant de noter que dans ces deux pays la consommation unitaire d'électricité dans les raffineries de pétrole est restée à peu près constante entre 1950 et 1960.

b) Perspectives

Dans le cadre général du rapport on a retenu pour 1970 les hypothèses suivantes en matière de niveau de production (en millions de tec) :

Charbon	125 - 225
Produits pétroliers	300

En admettant que la consommation unitaire d'électricité dans les mines augmente entre 1960 et 1970 de 2 % par an (contre 3,5 entre 1950 et 1960), arrivant à 68 kWh/tec, tandis que la consommation unique des raffineries resterait pratiquement constante (30 kWh/t), on peut prévoir une consommation d'électricité des mines et des raffineries de 15-20 TWh. En ajoutant une marge de 5 % pour les autres producteurs d'énergie on aboutit, pour l'ensemble du sous-secteur, à une fourchette 16-21 TWh.

Ce développement sera différent par pays : on prévoit notamment une réduction en Allemagne et en Belgique suite à une diminution de l'importance des mines ; par contre l'essor des raffineries entraînera une hausse en Italie et aux Pays-Bas.

3. Secteur électricité

a) Évolution 1950-1960

Entre 1950 et 1960, la consommation de ce secteur, qui comprend l'autoconsommation, les pertes de transport et de distribution et l'énergie du pompage, a augmenté de 20,7 à 38,3 TWh.

Comme le montre le tableau 12, c'est dans les pays à forte production hydraulique qu'on observe les autoconsommations les plus réduites, tandis qu'au contraire, les pertes de transport y sont proportionnellement plus élevées en raison des distances relativement grandes entre les centres de production et les centres de consommation.

Tableau 12 — Relation entre autoconsommation, pertes de transport et de distribution et structure de la production d'électricité en 1960 (en % du total)

Pays	Production d'électricité		Autoconsommation en % de la production	Pertes en % de la production
	Hydraulique et géothermique	Thermique et nucléaire		
Allemagne (R.F.)	11	89	6,5	7,6
Belgique	1	99	6,6	5,3
Luxembourg	1	99	6,4	...
Pays-Bas	—	100	5,5	6,7
France ⁽¹⁾	55	45	3,5	9,3
Italie	86	14	2,0	13,0
Communauté	36	64	4,7	8,9

⁽¹⁾ Les chiffres concernant les années 1950 et 1960 ne montrent pas la tendance réelle de cette proportion, puisque en 1950 on a enregistré une hydraulité défavorable tandis que l'année 1960 a été caractérisée par une hydraulité exceptionnellement élevée.

Or, entre 1950 et 1960, la part de l'électricité thermique dans le total de la production a augmenté de 60 à 63 % entraînant une augmentation de l'autoconsommation et une réduction des pertes par rapport à la consommation totale d'électricité.

	1950	1960
Autoconsommation — Wh/kWh	42	47
Pertes — Wh/kWh	125	88

Ces variations diffèrent sensiblement de pays à pays : l'autoconsommation par rapport à l'électricité produite a augmenté en Italie et, dans une moindre mesure en Allemagne, notamment en raison de l'augmentation de l'importance de l'électricité thermique; elle est restée pratiquement constante en France où la proportion thermique-hydraulique n'a pratiquement pas changé ⁽¹⁾. Dans les pays du Benelux, où la production d'électricité est restée presque complètement thermique, les variations de l'autoconsommation spécifique ont été pratiquement négligeables ($\pm 0,2$ % par an).

b) *Perspectives*

Pour avancer des prévisions soit au niveau de la Communauté, soit au niveau des pays, on a d'abord extrapolé sur 1970 la tendance observée dans le passé de la proportion entre le poste considéré et l'ensemble de la consommation des autres secteurs.

Cette extrapolation nous mène à un chiffre d'environ 95 TWh aboutissant à une consommation brute totale d'électricité dans la Communauté d'environ 570 TWh en 1970.

— Autoconsommation

On a retenu une autoconsommation de 1 % pour la production des centrales hydrauliques et de 7 % pour les centrales thermiques.

Les prévisions de production hydraulique portant sur environ 130 TWh en 1970 et la production thermique, par différence, sur environ 440 TWh, l'autoconsommation totale des centrales électriques serait d'environ 32 TWh.

Par pays, on prévoit un accroissement de l'importance de la production thermique en France et en Italie qui entraînerait un accroissement du rapport autoconsommation/production respectivement de 35 Wh/kWh en 1960 à 50 Wh/kWh en 1970 et de 20 Wh/kWh à 41 Wh/kWh.

Au Luxembourg, on enregistrerait le phénomène contraire, soit une réduction de la part de l'électricité d'origine thermique qui passerait de 89 % à 59 % entraînant une réduction du rapport autoconsommation/production de 64 Wh/kWh en 1960 à 45 Wh/kWh en 1970.

En Belgique, en Allemagne et aux Pays-Bas, puisqu'on prévoit que la part de l'énergie thermique restera pratiquement constante, il en résulte une stabilité de l'autoconsommation relative.

⁽¹⁾ Les chiffres concernant les années 1950 et 1960 ne montrent pas la tendance réelle de cette proportion, puisque en 1950 on a enregistré une hydraulicité défavorable tandis que l'année 1960 a été caractérisée par une hydraulicité exceptionnellement élevée.

— Pertes de distribution

Le rapprochement entre centres de production et de consommation d'électricité et la rationalisation de la distribution devraient entraîner une baisse ultérieure de l'importance des pertes de distribution par rapport à la consommation totale.

Tandis que le premier facteur continuera à jouer un rôle assez important dans la réduction des pertes de distribution, pour le second il faut avancer quelques réserves : la réduction des pertes est liée notamment à l'installation de lignes à tension plus élevée; or, ce processus demande des investissements considérables dont l'ampleur impose une limite aux avantages entraînés par la réduction des pertes. Cette limitation devrait se faire sentir progressivement.

Les pertes ont baissé de 125 Wh/kWh en 1950 à 89 Wh/kWh en 1960, soit de 3,5 % par an environ. En appliquant ce même taux à la période 1960-1970, on aurait une perte spécifique par rapport à la production d'environ 65 Wh/kWh (soit 37 TWh), ce qui représente, compte tenu des considérations précédentes, un niveau minimum.

En France et en Italie, cette réduction sera probablement plus sensible que la moyenne communautaire, grâce à l'essor prévu de la production thermique.

Pour le Luxembourg, ce sous-secteur comprenant l'énergie du pompage, on a prévu une hausse très sensible en raison de l'installation de centrales hydrauliques modulées qui absorbent une quantité d'électricité de pompage supérieure à l'électricité produite.

4. Conclusion

La somme des résultats partiels examinés ci-dessus représente une prévision de la consommation totale du secteur d'environ 90 TWh en 1970.

D'après une analyse par pays de la tendance de la part de ce secteur dans la consommation totale brute d'électricité on a pu constater que les hypothèses retenues représentaient plutôt des limites inférieures. Dans le cadre de l'examen de la structure par secteur de la consommation totale, on a ainsi été amené à relever le total pour aboutir finalement aux résultats suivants :

Tableau 13 — Consommation du secteur énergie (en TWh)

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	12,8	18,2	26,6	36,0	46,0	58,0
Belgique	2,9	3,6	3,7	4,3	5,0	6,0
France	9,0	11,5	14,6	18,0	23,0	29,0
Italie	4,9	6,8	9,2	13,0	18,0	25,0
Luxembourg	0,08	0,11	0,16	1,6	2,0	2,1
Pays-Bas	1,5	2,3	3,2	4,1	5,5	7,4
Communauté	31,2	42,6	57,4	77,0	99,5	127,5

Section II

La consommation totale d'électricité et sa structure

A — Généralités

Après l'étude secteur par secteur, les estimations ont été regroupées *par pays* et la vraisemblance des résultats obtenus a été examinée sous deux aspects :

- la vraisemblance de la structure des besoins d'électricité qui se dégage de la juxtaposition des prévisions par secteur ;
- la vraisemblance du total des besoins qui découle de l'agrégation de ces prévisions.

Pour les problèmes généraux que soulève cette étude de vraisemblance, on se reportera à l'annexe 1. Il suffit d'apporter quelques précisions quant à la manière selon laquelle l'étude a été conçue pour l'électricité :

- a) Pour examiner la vraisemblance de la *structure par secteur* de la consommation, on s'est limité à regarder si, pour un pays donné, l'évolution future de la part de chaque secteur prolongeait la tendance relevée au cours de la période 1950-1960, et, lorsque tel n'était pas le cas, si la rupture s'expliquait par des considérations d'ordre technique et économique. Certaines retouches ont été apportées qui ont été répercutées sur le total des besoins.
- b) La plausibilité du *total des besoins* a principalement été examinée en comparant les chiffres obtenus par l'analyse sectorielle aux résultats de l'extrapolation d'une série d'ajustements calculés pour la *consommation totale* sur la période 1950-1960.

B — La vraisemblance de la structure par secteur

Cet examen a été effectué par pays. En général, la juxtaposition des études par secteur a fait apparaître une évolution assez lente de la structure de la consommation dans les directions suivantes :

- augmentation de la part du secteur domestique à un rythme sensiblement égal à celui enregistré au cours de la période 1950-1960 ;
- augmentation de la part des « autres industries » mais à un rythme moins rapide qu'entre 1950 et 1960 ;
- poursuite de la réduction de la part des transports et surtout de celle des producteurs d'énergie ;
- renversement de la tendance pour la sidérurgie dont la part commencerait à décroître.

Évidemment, il ne s'agit ici que de tendances valables pour l'ensemble de la Communauté qui ne peuvent être transposées au niveau de chacun des pays qu'en tenant compte des particularités de celui-ci.

Parmi ces particularités, il faut citer :

- augmentation très nette de la part des autres industries en Belgique et en Italie, mais faible en France;
- augmentation de la part des producteurs d'énergie au Luxembourg (installations de pompage);
- stabilité de la part (d'ailleurs très faible) de la sidérurgie aux Pays-Bas.

L'étude de la vraisemblance telle qu'elle est conçue ici ne pouvait pas conduire à des conclusions décisives mais seulement à des modifications sur la plausibilité des chiffres. Dans l'ensemble, la structure qui s'est dégagée a été considérée comme plausible, compte tenu des perspectives de l'activité économique générale, de l'activité industrielle et de l'activité sidérurgique.

Quelques retouches ont cependant été apportées (augmentation des estimations concernant la consommation des producteurs d'énergie dans plusieurs pays et celle des « autres industries » en France). Ces augmentations ont été répercutées sur le total des besoins, mais leur incidence est restée faible (pour 1970 moins de 2 % de la consommation totale de la Communauté). En définitive la structure indiquée par le tableau 14 a été retenue.

Tableau 14 — Structure par secteur de la consommation totale brute d'électricité selon les analyses par secteur

A — En TWh

Secteurs	1960	1955	1960	1965	1970	1975
1. Consommation des producteurs d'énergie, pertes à la transformation et à la distribution	31,2	42,6	57,4	77,0	99,5	127,5
2. Sidérurgie	10,4	18,3	27,4	36,3	47,2	57,6
3. Autres industries	53,3	88,2	129,0	189,3	272,2	381,5
4. Transports	6,1	8,6	11,8	15,6	19,7	23,8
5. Secteur domestique	22,6	36,4	59,2	90,7	135,3	198,2
6. Consommation brute totale	123,6	194,1	284,8	408,9	573,9	788,6

B — En % du total

Secteurs	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Consommation des producteurs d'énergie, pertes à la transformation et à la distribution	25,2	22,0	20,2	18,8	17,3	16,2
2. Sidérurgie	8,4	9,4	9,6	8,9	8,2	7,3
3. Autres industries	43,1	45,4	45,3	46,3	47,4	48,4
4. Transports	5,0	4,4	4,1	3,8	3,4	3,0
5. Secteur domestique	18,3	18,8	20,8	22,2	23,7	25,1
6. Consommation brute totale	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

C — La vraisemblance de l'estimation de la consommation totale

1. Généralités

Comme dernière étape on a examiné la plausibilité du chiffre de consommation totale auquel aboutissent les estimations par secteur. Les chiffres figurent par pays au tableau 15.

Tableau 15 — Consommation totale brute d'électricité d'après l'addition des analyses par secteur (en TWh)

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	46,9	80,0	120,6	170,3	234,4	316,1
Belgique	9,0	11,9	15,2	20,2	27,0	35,7
France	34,8	51,5	74,8	107,9	154,6	217,6
Italie	24,8	38,1	56,1	83,3	119,3	165,8
Luxembourg	0,72	1,14	1,57	3,52	4,37	4,90
Pays-Bas	7,4	11,4	16,5	23,7	34,2	48,5
Communauté	123,6	194,1	284,8	408,9	573,9	788,6

Comme il a déjà été mentionné, la plausibilité de ces chiffres globaux a été vérifiée en comparant les chiffres obtenus par l'analyse sectorielle aux résultats que donne l'extrapolation d'une série d'ajustements calculés pour la *consommation totale* sur la période 1950-1960.

A priori on pouvait s'attendre, dans la plupart des cas, à une convergence des deux séries de résultats. En effet, les deux types d'analyse — sectorielle et globale — se placent dans le même contexte économique général : mêmes perspectives d'évolution du produit national, mêmes perspectives d'évolution de la production industrielle.

- Pour deux secteurs importants — les autres industries et le secteur domestique — qui constituaient ensemble les deux tiers de la consommation totale de la Communauté en 1960, on a utilisé, comme base de prévision, des ajustements de forme analogue à ceux retenus pour la consommation totale;
- les critères de choix entre les extrapolations relatives à la consommation totale ne pouvaient pas être sensiblement différents de ceux retenus pour les deux secteurs précités.

Dans ces conditions, le travail de recouplement «secteurs-global» n'a pas été considéré comme la confrontation de deux estimations indépendantes. On s'est limité à vérifier où se situait la somme des estimations par secteur dans l'éventail des résultats donnés par les extrapolations globales. Dans les cas où les chiffres de l'analyse sectorielle différaient de ce qu'on aurait pu attendre

sur la base de l'interprétation des extrapolations globales, on s'est demandé dans quelle mesure cette divergence pouvait être appliquée par des facteurs d'ordre économique.

2. Les ajustements relatifs à la consommation totale d'électricité

Le schéma suivant énumère les ajustements effectués :

Variable expliquée	Variable explicative	Forme de la fonction	Numéro de la relation
A. Consommation totale brute d'électricité	1. Temps (trend)	exponentielle : $Eel = k (1 + r)^t$	I
	2. Production industrielle	$Eel = k (PI)^\alpha$	II
	3. Production industrielle et temps	$Eel = k (PI)^\alpha (1 + r)^t$	III
	4. Produit national	$Eel = k (PNB)^\alpha$	IV
	5. Produit national et temps	$Eel = k (PNB)^\alpha (1 + r)^t$	V
B. Consommation spécifique a) par unité de PNB $\frac{Eel}{PNB}$ b) par unité de PI $\frac{Eel}{PI}$	Temps	$\frac{Eel}{PNB} = k (1 + r)^t$	VI
	Temps	$\frac{Eel}{PI} = k (1 + r)^t$	VII
C. Consommation par habitant $\frac{Eel}{N}$	Temps	$\frac{Eel}{N} = k (1 + r)^t$	VIII

Les coefficients calculés pour la période 1950-1960 (tableau 16) indiquent certaines caractéristiques déjà relevées au niveau des secteurs :

1. Croissance des besoins totaux d'électricité plus rapide que l'expansion économique générale et, en conséquence, élasticité de ces besoins par rapport au PNB et à la PI supérieure à l'unité (unique exception : élasticité par rapport à la PI en Italie).
2. Dans la comparaison entre pays, corrélation entre rythme d'expansion économique et accroissement de la consommation d'électricité. Cependant pas de parallélisme strict, ce qui se traduit par des élasticités assez différentes (de 1,3 à 1,8 pour l'élasticité par rapport au PNB, de 0,9 à 1,5 pour celle par rapport à la PI). L'élasticité est la plus forte dans les pays où la croissance économique est la plus faible.
3. Coefficients souvent erratiques dans les relations à deux variables en raison de l'indice de la multicollinéarité.

4. Homogénéité relative des taux d'accroissement de la consommation unitaire Eel/PNB. Les valeurs par pays se groupent autour de valeurs de 2 à 3 % par an, ce qui confirme l'existence dans tous les pays d'un trend autonome

Tableau 16 — Coefficients des ajustements calculés sur la période 1950-1960

	Allemagne (R.F.)	Belgique	France	Italie	Pays-Bas	Communauté
I. Taux moyen d'accroissement (r)						
PNB	7,4	2,7	4,3	5,9	4,9	5,5
Eel	9,6	5,2	7,6	7,6	8,2	8,3
$\frac{Eel}{PNB}$	8,3	4,6	6,7	7,0	6,8	7,3
N						
Eel	2,1	2,4	3,2	1,8	3,1	2,9
$\frac{PNB}{Eel}$	0,4	2,1	1,1	-0,5	2,2	0,7
PI						
II. Élasticité dans les relations à une variable explicative par rapport à :						
PNB	1,28	1,84	1,73	1,32	1,60	1,40
PI	1,03	1,49	1,16	0,93	1,34	1,095
III. Élasticité et coefficient de trend dans les relations à deux variables explicatives						
a) Élasticité par rapport au PNB	0,99	1,17	1,2	1,42	0,39	1,27
— r	2,0	1,9	2,3	-0,6	6,2	1,2
b) Élasticité par rapport à PI	0,59	0,52	0,42	0,71	0,19	0,68
— r	4,0	3,6	4,9	1,8	7,0	3,2

dans l'expansion des besoins d'électricité. Bien entendu, la notion de consommation unitaire au niveau de l'ensemble de l'économie n'a pas de caractère technique. Dans le présent cas, l'évolution de cette consommation exprime l'incidence globale sur la consommation d'électricité de facteurs très divers dont la plupart peuvent cependant être regroupés sous les trois catégories suivantes :

- *Diffusion des utilisations d'électricité* par suite, principalement, d'une mécanisation accrue dans les divers secteurs de l'économie (effet-mécanisation). Cette catégorie couvre l'effet de phénomènes aussi divers que l'industrialisation et le développement de l'équipement ménager. Selon l'expérience internationale ce facteur contribue de façon très sensible au développement des besoins d'électricité. Dans une certaine mesure, notamment dans le secteur domestique, la diffusion de l'électricité résulte également de la substitution d'autres formes d'énergie par l'électricité.

- Modifications dans la structure de l'économie en faveur ou au détriment de branches fortes consommatrices d'électricité. En théorie, ce facteur peut jouer aussi bien dans le sens du développement que de la réduction des besoins d'électricité. Selon les rares informations disponibles à ce sujet, ce facteur agit positivement dans les pays de la Communauté, mais son incidence serait beaucoup moins forte que l'effet-mécanisation. C'est ce qui a été vérifié pour le secteur « autres industries » en République fédérale.
- L'augmentation des rendements dans l'utilisation de l'électricité. Cet élément influence évidemment de façon négative les besoins d'électricité mais son incidence doit être réduite en raison du niveau très élevé qu'ont déjà atteint les rendements d'utilisation de l'électricité. On admet généralement un rendement de l'ordre de 80 %.

Sur la base de ces considérations, il est normal de constater des accroissements de consommation unitaire d'électricité dûs principalement à l'effet-mécanisation.

L'homogénéité relative des chiffres par pays est plus frappante. Mais elle ne vaut que pour le rapport $\frac{Eel}{PNB}$ et ne se retrouve pas pour le rapport $\frac{Eel}{PI}$ (où d'ailleurs la qualité statistique des ajustements n'est pas très bonne).

De ces constatations il résulte que les critères d'interprétation des extrapolations globales seront dans une grande mesure identiques à ceux retenus pour le secteur « autres industries » et le secteur domestique notamment en ce qui concerne :

- la signification de l'extrapolation d'une chronique exponentielle de la consommation totale selon le rythme prévu de l'expansion économique;
- la tendance à la sous-estimation des besoins qui résulte de l'utilisation d'une élasticité constante dans les cas où l'expansion économique va se ralentir (et vice versa).

Comme point de repère supplémentaire, nous utiliserons l'augmentation de 2 à 3 % par an relevée pour le rapport Eel/PNB comme indication sur le trend autonome dans l'expansion des besoins d'électricité.

3. Comparaisons des estimations par secteur et des extrapolations globales

Le tableau 17 confronte les résultats obtenus par la méthode par secteur avec les chiffres résultant des principales extrapolations globales. Les tableaux en appendice permettent d'établir une comparaison plus complète.

Tableau 17 — Comparaison de l'addition des estimations par secteur et des extrapolations globales — Période 1960-1970
Consommation d'électricité totale (en % par an)

Pays	PNB Taux d'accroissement par an	Extra- polation I $Eel = k(1+r)^t$	Extra- polation IV $Eel = k(PNB)\alpha$	Extra- polation VI $\frac{Eel}{PNB} = k(1+r)^t$	Somme des estimations par secteur
Allemagne (R.F.)	4,2	9,6	5,4	6,1	6,8
Belgique	3,9	5,2	7,0	6,3	5,9
France	5,0	7,6	8,7	8,3	7,5
Italie	5,8	7,6	7,7	7,6	7,8
Luxembourg	—	7,6	(7,2) ⁽¹⁾	(7,6) ⁽¹⁾	10,6
Pays-Bas	4,6	8,2	7,5	7,7	7,6
Communauté	4,7	8,3	7,1	7,5	7,2

(¹) En utilisant la production industrielle au lieu du PNB.

Tableau 18 — Évolution de la consommation unitaire Eel/PNB — Réalisation 1950-1960
— Estimations 1960-1970 selon la méthode par secteur — Taux d'accroissement annuel moyen

Pays	1950-1960	1960-1970
Allemagne (R.F.)	+ 2,1	+ 2,3
Belgique	+ 2,4	+ 1,9
France	+ 3,2	+ 2,4
Italie	+ 1,8	+ 1,8
Pays-Bas	+ 3,1	+ 2,7
Communauté	+ 2,9	+ 2,2

On verra ci-après que quatre cas peuvent être distingués :

- *Allemagne (R.F.) et Belgique*: Le résultat de l'étude par secteur se situe à l'intérieur de la fourchette formée par les extrapolations globales, cette fourchette pouvant être interprétée en fonction des perspectives économiques générales.
- *Pays-Bas*: Le résultat de l'étude par secteur se situe à l'intérieur de cette fourchette sans que celle-ci puisse être interprétée en fonction des perspectives économiques générales.
- *France*: Le résultat de l'étude par secteur se situe à la limite inférieure de cette fourchette.
- *Italie et Luxembourg*: Le résultat de l'étude par secteur se situe au-dessus des extrapolations globales.

1^o *Allemagne (R.F.) et Belgique*: Compte tenu de la modification prévue dans le rythme d'expansion économique, la chronique exponentielle de la consommation totale (relation I) et la relation avec le PNB (relation IV) doivent aboutir à des estimations limites.

	Relation I	Relation IV
Allemagne (R.F.)	maximum	minimum
Belgique	minimum	maximum

La fourchette est très large pour la République fédérale.

Le résultat de l'étude par secteur ne se situe pas seulement entre ces limites mais il implique également entre 1960 et 1970 un accroissement de la consommation unitaire Eel/PNB analogue à celui enregistré dans tous les pays de la Communauté au cours de la période 1950-1960 (tableau 18).

Dans ces conditions, la confrontation «secteurs - global» pose peu de problèmes et le chiffre par secteur a été maintenu.

2° *Pays-Bas*: La même conclusion s'impose pour les Pays-Bas. Comme les perspectives économiques générales ne sont pas sensiblement différentes des réalisations pendant la période de référence, les différences entre les résultats des diverses extrapolations globales ne peuvent pas être interprétées en fonction de considérations économiques.

Dans ces conditions, on ne peut pas formuler d'objections contre le résultat des études par secteur, qui se situe à l'intérieur de la fourchette formée par les extrapolations globales. Le taux moyen d'accroissement de la consommation spécifique $\frac{\text{Eel}}{\text{PNB}}$ est inférieur à celui de la période 1950-1960 mais reste dans la fourchette caractéristique de 2 à 3 %.

3° *France*: Le résultat de l'étude par secteur coïncide pratiquement avec l'extrapolation de la chronique exponentielle mais est inférieur au résultat donné par la relation avec le PNB et à celui représentant l'extrapolation du rapport $\frac{\text{Eel}}{\text{PNB}}$. Le recouplement «secteurs - global» n'est donc pas évident. Les considérations suivantes ont pourtant conduit à maintenir le chiffre de la méthode par secteur :

- a) Les perspectives économiques générales pour ce pays impliquent une accélération de la croissance du produit national mais un certain ralentissement dans l'expansion industrielle. L'élasticité de la production industrielle, par rapport au PNB, très élevée pendant la période 1950-1960 devrait donc se réduire (voir texte principal du rapport). Or, près de 50 % des besoins d'électricité (la consommation des autres industries) dépendent directement de l'expansion industrielle. La réduction de l'élasticité de la production industrielle tendrait donc à freiner quelque peu l'expansion des besoins d'électricité. En fait, le chiffre de l'estimation par secteur se situe entre l'extrapolation de la relation avec le PNB d'une part et de la production industrielle (PI) d'autre part (voir ajustements en appendice).

- b) Au cours de la période de référence, l'accroissement de la consommation spécifique $\frac{Eel}{PNB}$ a été la plus rapide de tous les pays de la Communauté : 3,2 % en moyenne par an. Dans le contexte d'un rapprochement des évolutions par pays, une certaine réduction de ce taux est plausible, compte tenu de la réduction attendue de l'élasticité de la production industrielle par rapport au PNB.

4^o *Italie et Luxembourg* : L'estimation par la méthode sectorielle est *supérieure* aux extrapolations globales. L'écart est très faible en Italie, mais important au Grand-Duché. Dans le premier de ces pays, il s'explique par l'hypothèse en matière de consommation unitaire admise pour le secteur « autres industries » : l'évolution en Italie se rapprocherait de la moyenne communautaire. Malgré cela, l'accroissement, au niveau de l'ensemble de l'économie, du rapport $\frac{Eel}{PNB}$ resterait, selon l'analyse par secteur, la plus faible des pays de la Communauté (accroissement de 1,8 % par an entre 1960 et 1970).

Pour le Luxembourg, l'écart résulte du fait que l'étude par secteur traduit les modifications prévues de structure dans l'approvisionnement d'électricité (accroissement des pertes dues à l'établissement d'installations de pompage).

En définitive, l'étude par secteur a fourni, dans ces deux cas, des indications complémentaires utiles qui incitent à préférer les estimations de cette étude à celles des extrapolations globales.

Conclusions pour la Communauté

L'estimation de l'étude par secteur au niveau de la Communauté se situe entre le résultat de l'extrapolation de la chronique exponentielle et celui de la relation avec le PNB, résultats qui, compte tenu des perspectives économiques générales, peuvent être interprétés comme des limites.

On constate, comme dans le cas de plusieurs pays membres, un recouplement satisfaisant des études sectorielles et globales. En définitive, les études par secteur aboutissent à des totaux parfaitement acceptables à la lumière des extrapolations globales. Il s'en dégage un développement des besoins d'électricité déterminé par :

- l'expansion économique générale;
- un développement autonome des besoins d'électricité de l'ordre d'un peu plus de 2 %.

D — La marge d'incertitude sur les estimations de la consommation totale

Dans l'incertitude qui grève les prévisions de besoins d'électricité, on peut distinguer deux composantes majeures ⁽¹⁾ :

- a) celle qui résulte de l'incertitude relative aux *perspectives d'expansion économique*;
- b) l'incertitude sur le rapport entre expansion économique et croissance des besoins d'électricité.

Dans le texte principal, l'incertitude sur le niveau du PNB de la Communauté en 1975 a été évaluée à 10 % vers le bas et 5 % vers le haut, en excluant bien entendu l'hypothèse de ruptures brutales par suite de troubles ou de récession graves. En termes de taux de croissance, ceci correspond environ à des limites de respectivement 4 et 5 % autour du taux retenu de 4,7 %. Cette marge peut être resserrée quelque peu pour 1970, année plus rapprochée.

D'autre part, on a vu que pour la Communauté, le taux d'accroissement de 7,2 % par an prévu pour les besoins d'électricité de la Communauté, implique un accroissement annuel de 2,2 % de la consommation spécifique $\frac{E_{el}}{PNB}$.

Pendant la période de référence, ce terme s'est élevé à 2,9 % par an pour la Communauté et a varié selon les pays entre 1,8 % et 3,2 %. Dans ces conditions, il n'est pas implausible d'admettre autour de la valeur de 2,2 % une zone d'incertitude allant de 1,8 à 3 %.

Comme les causes de l'expansion des besoins d'électricité sont très diverses et jusqu'à présent peu analysées de façon quantitative, on ne sait trop si l'incertitude liée à la croissance économique et celle relative aux autres facteurs se cumulent ou se neutralisent. Le cumul mécanique des limites inférieures et supérieures aboutirait à des taux de croissance des besoins d'électricité de l'ordre de 6 % et de 8 % par an. Ceci conduit à des marges autour de la valeur retenue de 574 TWh en 1970 d'environ 65 TWh vers le bas et de 40 TWh vers le haut. Puisqu'il s'agit d'un cumul mécanique des limites inférieures et supérieures, la probabilité des valeurs extrêmes est réduite.

⁽¹⁾ En excluant les fluctuations d'ordre conjoncturel et climatique.

APPENDICE 1

Consommation d'électricité par pays et par secteur
en TWh et en % du total

Tableau 1 — Consommation totale d'électricité (Communauté)

A — En TWh

Secteurs	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Consommation des producteurs d'énergie, pertes à la transformation et à la distribution	31,2	42,6	57,4	77,0	99,5	127,5
2. Sidérurgie	10,4	18,3	27,4	36,3	47,2	57,6
3. Autres industries	53,3	88,2	129,0	189,3	272,2	381,5
4. Transports	6,1	8,6	11,8	15,6	19,7	23,8
5. Secteur domestique	22,6	36,4	59,2	90,7	135,3	198,2
6. Consommation brute totale	123,6	194,1	284,8	408,9	573,9	788,6

B — En %

Secteurs	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Consommation des producteurs d'énergie, pertes à la transformation et à la distribution	25,2	22,0	20,2	18,8	17,3	16,2
2. Sidérurgie	8,4	9,4	9,6	8,9	8,2	7,3
3. Autres industries	43,1	45,4	45,3	46,3	47,4	48,4
4. Transports	5,0	4,4	4,1	3,8	3,4	3,0
5. Secteur domestique	18,3	18,8	20,8	22,2	23,7	25,1
6. Consommation brute totale	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tableau 2 — Consommation totale d'électricité (Allemagne)

A — En TWh

Secteurs	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Consommation des producteurs d'énergie, pertes à la transformation et à la distribution	12,8	18,2	26,6	36,0	46,0	58,0
2. Sidérurgie	4,2	7,7	11,9	15,2	20,2	25,3
3. Autres industries	19,8	36,6	52,6	74,0	103,0	142,0
4. Transports	1,7	2,6	3,7	5,1	6,2	6,8
5. Secteur domestique	8,4	14,9	25,8	40,0	59,0	84,0
6. Consommation brute totale	46,9	80,0	120,6	170,3	234,4	316,1

B — En %

Secteurs	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Consommation des producteurs d'énergie, pertes à la transformation et à la distribution	27,3	22,7	22,0	21,1	19,6	18,3
2. Sidérurgie	9,0	9,6	9,9	8,9	8,6	8,0
3. Autres industries	42,2	45,8	43,6	43,5	43,9	44,9
4. Transports	3,6	3,3	3,1	3,0	2,7	2,2
5. Secteur domestique	17,9	18,6	21,4	23,5	25,2	26,6
6. Consommation brute totale	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tableau 3 — Consommation totale d'électricité (Belgique)

A — En TWh

Secteurs	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Consommation des producteurs d'énergie, pertes à la transformation et à la distribution	2,9	3,6	3,7	4,3	5,0	6,0
2. Sidérurgie	1,2	1,8	2,3	2,9	3,8	4,4
3. Autres industries	3,4	4,5	6,2	8,7	12,2	17,0
4. Transports	0,3	0,4	0,6	0,8	0,9	1,0
5. Secteur domestique	1,2	1,6	2,4	3,5	5,1	7,3
6. Consommation brute totale	9,0	11,9	15,2	20,2	27,0	35,7

B — En %

Secteurs	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Consommation des producteurs d'énergie, pertes à la transformation et à la distribution	32,2	30,3	24,4	21,3	18,5	16,8
2. Sidérurgie	13,3	15,1	15,1	14,4	14,1	12,3
3. Autres industries	37,8	37,8	40,8	43,0	45,2	47,6
4. Transports	3,3	3,4	3,9	4,0	3,3	2,8
5. Secteur domestique	13,4	13,4	15,8	17,3	18,9	20,5
6. Consommation brute totale	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tableau 4 — Consommation totale d'électricité (France)

A — En TWh

Secteurs	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Consommation des producteurs d'énergie, pertes à la transformation et à la distribution	9,0	11,5	14,6	18,0	23,0	29,0
2. Sidérurgie	2,5	4,2	6,2	8,5	11,4	14,0
3. Autres industries	14,9	23,7	35,9	54,0	78,6	112,0
4. Transports	1,8	2,4	3,5	4,9	7,0	9,4
5. Secteur domestique	6,6	9,7	14,6	22,5	34,6	53,2
6. Consommation brute totale	34,8	51,5	74,8	107,9	154,6	217,6

B — En %

Secteurs	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Consommation des producteurs d'énergie, pertes à la transformation et à la distribution	25,9	22,3	19,5	16,7	14,9	13,3
2. Sidérurgie	7,2	8,2	8,3	7,9	7,4	6,5
3. Autres industries	42,8	46,0	48,0	50,0	50,8	51,5
4. Transports	5,2	4,7	4,7	4,6	4,5	4,3
5. Secteur domestique	18,9	18,8	19,5	20,8	22,4	24,4
6. Consommation brute totale	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tableau 5 — Consommation totale d'électricité (Italie)

A — En TWh

Secteurs	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Consommation des producteurs d'énergie, pertes à la transformation et à la distribution	4,9	6,8	9,2	13,0	18,0	25,0
2. Sidérurgie	1,8	3,4	5,2	7,3	8,7	10,0
3. Autres industries	11,8	18,2	26,7	41,3	61,4	86,0
4. Transports	1,9	2,5	3,2	3,9	4,5	5,3
5. Secteur domestique	4,4	7,2	11,8	17,8	26,7	39,5
6. Consommation brute totale	24,8	38,1	56,1	83,3	119,3	165,8

B — En %

Secteurs	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Consommation des producteurs d'énergie, pertes à la transformation et à la distribution	19,8	17,9	16,4	15,6	15,1	15,1
2. Sidérurgie	7,2	8,9	9,3	8,8	7,3	6,0
3. Autres industries	47,6	47,8	47,6	49,6	51,4	51,9
4. Transports	7,7	6,5	5,7	4,6	3,8	3,2
5. Secteur domestique	17,7	18,9	21,0	21,4	22,4	23,8
6. Consommation brute totale	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tableau 6 — Consommation totale d'électricité (Luxembourg)

A — En TWh

Secteurs	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Consommation des producteurs d'énergie, pertes à la transformation et à la distribution ⁽¹⁾	0,08	0,11	0,16	1,60	2,00	2,10
2. Sidérurgie	0,56	0,88	1,21	1,50	1,80	2,08
3. Autres industries	(0,04)	(0,07)	(0,09)	0,13	0,18	0,25
4. Transports	—	—	0,01	0,03	0,05	0,06
5. Secteur domestique	0,08	0,15	0,19	0,26	0,34	0,41
6. Consommation brute totale	0,72	1,14	1,57	3,52	4,37	4,90

⁽¹⁾ Y compris la consommation pour pompage.

B — En %

Secteurs	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Consommation des producteurs d'énergie, pertes à la transformation et à la distribution	11,1	9,6	10,2	45,4	45,8	42,8
2. Sidérurgie	77,8	77,2	77,1	42,6	41,2	42,4
3. Autres industries	(5,6)	(6,1)	(5,7)	3,7	4,1	5,1
4. Transports	—	—	0,6	0,9	1,1	1,2
5. Secteur domestique	11,1	13,2	12,1	7,4	7,8	8,5
6. Consommation brute totale	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tableau 7 — Consommation totale d'électricité (Pays-Bas)

A — En TWh

Secteurs	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Consommation des producteurs d'énergie, pertes à la transformation et à la distribution	1,5	2,3	3,2	4,1	5,5	7,4
2. Sidérurgie	0,2	0,4	0,6	0,9	1,3	1,8
3. Autres industries	3,4	5,2	7,6	11,2	16,8	24,3
4. Transports	0,3	0,6	0,7	0,9	1,0	1,2
5. Secteur domestique	2,0	2,9	4,4	6,6	9,6	13,8
6. Consommation brute totale	7,4	11,4	16,5	23,7	34,2	48,5

B — En %

Secteurs	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Consommation des producteurs d'énergie, pertes à la transformation et à la distribution	20,3	20,2	19,4	17,3	16,1	15,3
2. Sidérurgie	2,7	3,5	3,6	3,8	3,8	3,7
3. Autres industries	45,9	45,6	46,1	47,3	49,1	50,2
4. Transports	4,1	5,3	4,2	3,8	3,0	2,5
5. Secteur domestique	27,0	25,4	26,7	27,8	28,0	28,3
6. Consommation brute totale	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

APPENDICE 2

Résultats des ajustements relatifs à la consommation d'électricité
du secteur « autres industries »

Tableau 1 — Communauté

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
I. Valeurs rétrospectives effectives en TWh		53,3	88,2	129,0			
$\frac{\text{Eel}}{\text{PI}} = \text{indice}$		92	100	105			
II. Ajustements							
1. $\text{Eel} = 52,53 (1 + 0,085)^t$	0,993	57,0	85,5	128,4	192,7	289,3	434,4
2. $\text{Eel} = 0,50 \text{PI}^{1,124}$	0,998	55,4	88,4	129,1	181,9	251,0	338,3
3. $\text{Eel} = 0,84 \text{PI}^{0,998} (1 + 0,009)^t$	0,998	55,6	88,1	129,0	183,3	255,3	348,5
4. a) $\frac{\text{Eel}}{\text{PI}} = 94,59 (1 + 0,009)^t$	0,865	95,5	99,0	104,6	109,6	114,7	120,1
b) Valeurs absolues Eel		55,6	87,3	129,2	183,7	256,0	349,6

Abréviations : r = coefficient de corrélation.

Tableau 2 — Allemagne (R.F.)

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
I. Valeurs rétrospectives effectives en TWh		19,8	36,6	52,6			
$\frac{\text{Eel}}{\text{PI}} = \text{indice}$		97	100	103			
II. Ajustements							
1. $\text{Eel} = 19,73 (1 + 0,096)^t$	0,988	21,6	34,4	54,6	86,7	137,8	218,8
2. $\text{Eel} = 0,29 \text{PI}^{1,054}$	0,999	20,1	37,1	52,8	70,1	90,8	117,2
3. $\text{Eel} = 0,24 \text{PI}^{1,105} (1 - 0,005)^t$	0,9995	20,1	37,2	52,7	69,3	88,9	113,4
4. a) $\frac{\text{Eel}}{\text{PI}} = 98,3 (1 + 0,005)^t$	0,824	98,8	101,1	103,4	105,8	108,2	110,8
b) Valeurs absolues Eel		20,3	37,0	52,98	70,9	92,7	

Tableau 3 — Belgique

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
I. Valeurs rétrospectives effectives en TWh		3,4	4,5	6,2			
$\frac{\text{Eel}}{\text{PI}} = \text{indice}$		94	100	125			
II. Ajustements							
1. $\text{Eel} = 3,17 (1 - 0,060)^t$	0,981	3,4	4,5	6,0	8,0	10,7	14,3
2. $\text{Eel} = 0,007 \text{PI}^{1,716}$	0,950	3,3	4,8	5,8	8,6	12,8	19,2
3. $\text{Eel} = 0,206 \text{PI}^{0,685} (1 + 0,040)^t$	0,992	3,3	4,6	6,0	8,4	11,9	16,8
4. a) $\frac{\text{Eel}}{\text{PI}} = 88,0 (1 + 0,029)^t$	0,953	90,5	104,3	120,1	138,4	159,4	168,4
b) Valeurs absolues Eel		3,3	4,7	6,0	8,7	12,7	17,0

Tableau 4 — France

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
I. Valeurs rétrospectives effectives en TWh		14,9	23,7	35,9			
$\frac{Eel}{PI} = \text{indice}$		82	100	105			
II. Ajustements							
1. $Eel = 14,45 (1 + 0,084)^t$	0,994	15,6	23,5	35,1	52,6	78,8	118,1
2. $Eel = 0,063 PI^{1,279}$	0,991	16,1	22,8	36,4	54,3	78,6	110,4
3. $Eel = 1,62 PI^{0,514} (1 + 0,051)^t$	0,991	15,8	23,2	35,7	53,6	79,4	116,1
4. a) $\frac{Eel}{PI} = 86,5 (1 + 0,019)^t$	0,887	88,2	96,9	106,5	117,0	128,6	141,3
b) Valeurs absolues Eel		15,9	23,0	36,3	54,6	80,2	114,9

Tableau 5 — Italie

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
I. Valeurs rétrospectives effectives en TWh		11,8	18,2	26,7			
$\frac{Eel}{PI} = \text{indice}$		98	100	96			
II. Ajustements							
1. $Eel = 11,99 (1 + 0,070)^t$	0,981	12,8	18,0	25,3	35,5	49,8	69,8
2. $Eel = 0,344 PI^{0,562}$	0,987	12,7	18,2	26,2	37,5	51,9	68,1
3. $Eel = 0,153 PI^{1,058} (1 - 0,015)^t$	0,988	12,7	18,2	26,4	37,9	52,3	67,4
4. a) $\frac{Eel}{PI} = 149,90 (1 - 0,011)^t$	0,714	105,6	99,9	94,5	89,4	84,4	80,1
b) Valeurs absolues Eel		12,7	18,2	26,3	37,8	51,9	67,5

Tableau 6 — Luxembourg

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
I. Valeurs rétrospectives effectives en TWh		0,041	0,068	0,089			
$\frac{Eel}{PI} = \text{indice}$		105	100	112			
II. Ajustements							
1. $Eel = 0,04 (1 + 0,081)^t$	0,980	0,04	0,07	0,096	0,14	0,21	0,31
2. $Eel = 0,0001 PI^{1,850}$	0,935	0,04	0,07	0,095	0,14	0,20	0,28
3. $Eel = 0,011 PI^{0,296} (1 + 0,07)^t$	0,982	0,04	0,07	0,097	0,14	0,21	0,32
4. a) $\frac{Eel}{PI} = 77,59 (1 + 0,041)^t$	0,904	80,8	98,9	121,0	148,1	179,0	220,6
b) Valeurs absolues Eel		0,042	0,067	0,098	0,15	0,22	0,32

Tableau 7 — Pays-Bas

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
I. Valeurs rétrospectives effectives en TWh		3,4	5,2	7,6			
$\frac{\text{Eel}}{\text{PI}} = \text{indice}$		105	100	112			
II. Ajustements							
1. $\text{Eel} = 3,15 (1 + 0,083)^t$	0,998	3,4	5,1	7,7	11,3	16,8	25,0
2. $\text{Eel} = 0,010 \text{PI}^{1,361}$	0,986	3,6	5,4	7,9	11,3	16,8	24,3
3. $\text{Eel} = 1,05 \text{PI}^{-0,261} (1 + 0,067)^t$	0,999	3,4	5,1	7,6	11,3	16,9	25,1
4. a) $\frac{\text{Eel}}{\text{PI}} = 95,07 (1 + 0,015)^t$	0,762	96,6	104,2	112,6	122,0	131,0	142,0
b) Valeurs absolues Eel		3,7	5,4	7,7	10,9	15,7	22,3

APPENDICE 3

Résultats des ajustements relatifs au secteur domestique

Tableau 1 — Communauté

Fonction		r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
a) Consommation totale								
Valeurs rétrospectives en TWh			22,6	36,4	59,2			
<i>Ajustements</i>								
Eel = 16,57 + 3,64 t		0,992	20,2	38,4	56,6	74,9	93,1	111,3
Eel = 20,53(1 + 0,102) ^t		0,9996	22,6	36,7	59,5	96,6	156,7	254,2
b) Consommation par habitant								
Valeurs rétrospectives en kWh			145,74	225,39	349,81			
<i>Ajustements</i>								
Eel	a		134,00	235,90	337,81	547,4	849,9	1.319,6
$\frac{\text{Eel}}{\text{N}} = 113,62 + 20,38 \text{ t}$	b	0,994	20,8	38,1	57,2	77,1	98,8	122,0
Eel	a		146,21	227,03	352,51	510,2	735,1	1.045,5
$\frac{\text{Eel}}{\text{N}} = 133,9 (1 + 0,092)^t$	b	0,999	22,7	36,7	59,7	96,0	155,0	250,1
$\frac{\text{Eel}}{\text{N}} = 0,0323 \left(\frac{\text{PNB}}{\text{N}} \right)^{1,9323}$	a		142,48	236,09	346,70	541,2	829,6	1.268,8
	b	0,996	22,1	38,1	58,7	89,5	134,1	198,1
$\frac{\text{Eel}}{\text{N}} = 30,02 \left(\frac{\text{PNB}}{\text{N}} \right)^{0,3466} (1 + 0,075)^t$	a		145,45	228,63	351,68			
	b	0,9995	22,6	36,9	59,5	94,9	151,3	240,5

r = Coefficient de corrélation.

a = Valeur en kWh par habitant.

b = Valeur absolue correspondante en TWh.

Tableau 2 — Allemagne

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
a) Consommation totale							
Valeurs rétrospectives en TWh		8,4	14,9	25,8			
<i>Ajustements</i>							
Eel = 5,585 + 1,705 t	0,990	7,3	15,8	24,3	32,9	41,4	49,9
Eel = 7,638 (1 + 0,118) ^t	0,999	8,5	14,9	26,0	45,2	78,9	137,7
b) Consommation par habitant							
Valeurs rétrospectives en kWh		175,28	296,84	483,85			
<i>Ajustements</i>							
Eel	a	158,5	310,1	461,6	613,2	764,7	916,3
$\frac{Eel}{N} = 128,24 + 30,31 t$	b	7,5	15,6	24,6	34,0	44,1	155,0
Eel	a	178,4	295,0	487,9	806,8	1.334,0	2.205,9
$\frac{Eel}{N} = 161,4(1 + 0,106)^t$	b	8,5	14,8	26,0	44,8	76,9	132,5
Eel	a	168,7	318,1	465,2	626,4	813,5	1.069,1
$\frac{Eel}{N} = 0,1635 \left(\frac{PNB}{N} \right)^{1,645}$	b	8,1	16,0	24,8	34,8	46,9	64,2
Eel	a	175,4	301,0	482,7	757,4	1.177,0	1.834,8
$\frac{Eel}{N} = 25,85 \left(\frac{PNB}{N} \right)^{0,4362} (1 + 0,077)^t$	b	8,4	15,1	25,8	42,0	67,8	110,1

r = Coefficient de corrélation.

a = Valeur en kWh par habitant.

b = Valeur absolue correspondante en TWh.

Tableau 3 — Belgique

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
a) Consommation totale							
Valeurs rétrospectives en TWh		1,2	1,6	2,4			
<i>Ajustements</i>							
Eel = 0,993 + 0,112 t	0,975	1,1	1,7	2,2	2,8	3,3	3,9
Eel = 1,092 (1 + 0,069) ^t	0,991	1,2	1,6	2,3	3,2	4,4	6,1
b) Consommation par habitant							
Valeurs rétrospectives en kWh		140,52	177,26	259,58			
<i>Ajustements</i>							
$\frac{\text{Eel}}{\text{N}} = 117,164 + 11,427 \text{ t}$	a	128,59	185,73	242,86	300,0	357,1	414,3
	b	1,1	1,6	2,2	2,8	3,5	4,1
$\frac{\text{Eel}}{\text{N}} = 126,7(1 + 0,063)^{\text{t}}$	a	134,58	182,22	246,70	334,0	452,2	612,3
	b	1,2	1,6	2,3	3,1	4,4	6,1
$\frac{\text{Eel}}{\text{N}} = 0,0009 \left(\frac{\text{PNB}}{\text{N}} \right)^{2,6618}$	a	130,63	189,24	238,04	365,1	556,9	878,2
	b	1,1	1,7	2,2	3,4	5,4	8,7
$\frac{\text{Eel}}{\text{N}} = 2168,0 \left(\frac{\text{PNB}}{\text{N}} \right)^{-0,63603} (1 + 1,077)^{\text{t}}$	a	136,32	180,57	247,41	323,3	423,0	542,1
	b	1,2	1,6	2,3	3,0	4,1	5,5

r = Coefficient de corrélation.

a = Valeur en kWh par habitant.

b = Valeur absolue correspondante en TWh.

Tableau 4 — France

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
a) Consommation totale							
Valeurs rétrospectives en TWh		6,6	9,7	14,6			
<i>Ajustements</i>							
Eel = 5,253 + 0,834 t	0,993	6,1	10,3	14,4	18,6	22,8	26,9
Eel = 6,041 (1 + 0,086) ^t	0,998	6,6	9,9	15,0	22,6	34,2	51,7
b) Consommation par habitant							
Valeurs rétrospectives en kWh		157,89	224,81	320,22			
<i>Ajustements</i>							
Eel	a	148,64	234,45	320,27	406,1	491,9	577,7
$\frac{Eel}{N} = 131,47 + 17,16 t$	b	6,2	10,1	14,6	19,2	24,3	29,8
$\frac{Eel}{N} = 146,1 (1 + 0,078)^t$	a	157,30	228,08	330,71	479,5	695,3	1.008,1
	b	6,6	9,9	15,1	22,6	34,4	52,0
$\frac{Eel}{N} = 0,0084 \left(\frac{PNB}{N} \right)^{2,2195}$	a	157,13	231,38	327,84	535,9	791,1	1.200,8
	b	6,6	10,0	14,9	25,3	39,1	62,0
$\frac{Eel}{N} = 7,23 \left(\frac{PNB}{N} \right)^{0,6831} (1 + 0,053)^t$	a	157,04	229,09	330,27	497,6	726,4	1.069,7
	b	6,6	9,9	15,0	23,5	35,9	55,2

r = Coefficient de corrélation.

a = Valeur en kWh par habitant.

b = Valeur absolue correspondante en TWh.

Tableau 5 — Italie

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
a) Consommation totale							
Valeurs rétrospectives en TWh		4,4	7,2	11,8			
<i>Ajustements</i>							
Eel = 3,2091 + 0,7278 t	0,992	3,9	7,6	11,2	14,9	18,5	22,4
Eel = 4,005 (1 + 0,103) ^t	0,9995	4,4	7,2	11,8	19,3	31,5	51,5
b) Consommation par habitant							
Valeurs rétrospectives en kWh		94,04	149,11	239,05			
<i>Ajustements</i>							
$\frac{\text{Eel}}{\text{N}} = 70,891 + 14,291 \text{ t}$	a	85,18	156,6	228,09	299,5	371,0	442,5
	b	4,0	7,5	11,3	15,2	19,5	24,0
$\frac{\text{Eel}}{\text{N}} = 85,87 (1 + 0,097)^t$	a	94,24	150,07	238,95	380,5	605,9	964,8
	b	4,4	7,2	11,5	19,4	31,8	52,2
$\frac{\text{Eel}}{\text{N}} = 0,03415 \left(\frac{\text{PNB}}{\text{N}} \right)^{1,8237}$	a	94,14	151,63	244,67	386,3	607,2	915,3
	b	4,4	7,3	11,8	19,7	31,9	49,6
$\frac{\text{Eel}}{\text{N}} = 852,6 \left(\frac{\text{PNB}}{\text{N}} \right)^{-0,5344} (1 + 0,128)^t$	a	94,35	149,61	237,11	378,2	604,0	976,5
	b	4,4	7,2	11,4	19,3	31,7	52,9

r = Coefficient de corrélation.

a = Valeur en kWh par habitant.

b = Valeur absolue correspondante en TWh.

Tableau 6 — Luxembourg

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
a) Consommation totale							
Valeurs rétrospectives en TWh		0,08	0,15	0,19			
<i>Ajustements</i>							
Eel = 0,068 + 0,012 t	0,991	0,08	0,14	0,20	0,26	0,32	0,38
Eel = 0,079 (1 + 0,096) ^t	0,980	0,09	0,14	0,21	0,34	0,53	0,84
b) Consommation par habitant							
Valeurs rétrospectives en kWh		277,02	483,55	617,83			
<i>Ajustements</i>							
Eel	a	277,50	463,0	648,50	834,0	1.019,5	1.205,0
$\frac{Eel}{N} = 240,40 + 37,10 t$	b	0,08	0,14	0,20	0,27	0,34	0,42
Eel	a	291,83	446,56	683,32	1.045,6	1.600,0	2.448,2
$\frac{Eel}{N} = 268,0 (1 + 0,089)^t$	b	0,09	0,14	0,20	0,34	0,54	0,84

r = Coefficient de corrélation.
a = Valeur en kWh par habitant.
b = Valeur absolue correspondante en TWh.

Tableau 7 — Pays-Bas

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
a) Consommation totale							
Valeurs rétropectives en TWh		2,0	2,9	4,4			
<i>Ajustements</i>							
Eel = 1,598 + 0,243 t	0,989	1,8	3,1	4,3	5,5	6,7	7,9
Eel = 1,823 (1 + 0,084) ^t	0,993	2,0	3,0	4,4	6,6	9,9	14,8
b) Consommation par habitant							
Valeurs rétropectives en kWh		194,58	267,69	384,78			
<i>Ajustements</i>							
Eel	a	183,09	279,64	376,18	472,7	569,3	665,8
$\frac{\text{Eel}}{\text{N}} = 163,78 + 19,31 \text{ t}$	b	1,9	3,0	4,3	5,7	7,3	9,0
Eel	a	192,49	272,83	386,71	548,1	776,9	1.101,2
$\frac{\text{Eel}}{\text{N}} = 179,5 (1 + 0,072)^t$	b	1,9	2,9	4,4	6,7	10,0	14,8
Eel	a	199,53	296,08	384,69	512,3	722,5	1.014,6
$\frac{\text{Eel}}{\text{N}} = 0,053 \left(\frac{\text{PNB}}{\text{N}} \right)^{1,8731}$	b	2,0	3,2	4,4	6,2	9,3	13,7
Eel	a	193,20	277,09	387,53	544,5	773,5	1.097,8
$\frac{\text{Eel}}{\text{N}} = 38,44 \left(\frac{\text{PNB}}{\text{N}} \right)^{0,3544} (1 + 0,059)^t$	b	2,0	3,0	4,5	6,6	9,9	14,8

r = Coefficient de corrélation.

a = Valeur en kWh par habitant.

b = Valeur absolue correspondante en TWh.

APPENDICE 4

Résultats des ajustements relatifs à la consommation totale d'électricité

Tableau 1 — Communauté

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
a) Consommation totale							
Valeurs rétrospectives en TWh	—	123,6	194,1	284,8	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
Eel = 118,7 (1 + 0,083) ^t	0,997	128,5	191,2	284,4	423,2	629,5	815,8
Eel = 1,273 (PI) ^{1,095}	0,998	125,3	197,5	285,5	398,9	545,9	730,3
Eel = 7,229 (PI) ^{0,676} (1 + 0,032) ^t	0,999	126,4	195,0	285,4	409,0	578,5	807,0
Eel = 0,2156 (PNB) ^{1,480}	0,999	126,3	196,8	283,2	401,8	561,1	781,9
Eel = 0,5392 (PNB) ^{1,265} (1 + 0,012) ^t	0,999	126,5	195,9	283,5	405,1	571,0	803,5
b) Consommation spécifique par unité de PNB							
Valeurs rétrospectives en indices	—	85,9	100,0	114,7	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
Eel a		88,3	100,5	114,3	130,1	148,0	168,4
— = 86,06 (1 + 0,029) ^t	0,988						
PNB b		127,0	195,1	283,8	409,1	583,2	830,2
c) Consommation spécifique par unité de PI							
Valeurs rétrospectives en indices		96,5	100,0	104,8	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
Eel a		97,9	101,6	105,4	109,4	113,6	117,9
— = 97,17 (1 + 0,007) ^t	0,882						
PI b		125,4	197,2	286,4	403,5	557,9	755,2
d) Consommation par habitant							
Valeurs rétrospectives en kWh	—	796	1.202	1.683	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
Eel a		82,9	1.182	1.685	2.402	3.424	4.882
— = 772,1 (1 + 0,073) ^t	0,996						
N b		128,7	190,8	285,2	421,3	624,5	925,2

r = Coefficient de corrélation.

a = Valeurs de la même nature que les valeurs rétrospectives correspondantes.

b = Valeurs absolues correspondantes en TWh.

Tableau 2 — Allemagne

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
a) Consommation totale							
Valeurs rétrospectives en TWh		46,9	80,0	120,6	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
Eel = 44,96 (1 + 0,096) ^t	0,996	49,3	77,8	122,7	193,8	305,9	482,8
Eel = 0,731 (PI) ^{1,029}	0,998	46,1	83,7	118,3	155,9	200,7	257,4
Eel = 4,164 (PI) ^{0,594} (1 + 0,040) ^t	0,9996	47,2	81,1	120,5	171,7	241,6	339,2
Eel = 0,225 (PNB) ^{1,281}	0,999	47,1	82,0	119,8	158,1	203,0	265,0
Eel = 0,729 (PNB) ^{0,996} (1 + 0,020) ^t	0,999	47,5	81,0	120,6	165,7	222,9	303,9
b) Consommation spécifique par unité de PNB							
Valeurs rétrospectives en indices	—	90	100	112	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
Eel a		91,4	101,3	112,3	124,6	135,1	153,1
$\frac{\text{Eel}}{\text{PNB}} = 89,52 (1 + 0,021)^t$	0,989						
PNB b		47,5	81,1	120,9	166,5	219,4	306,3
c) Consommation spécifique par unité de PI							
Valeurs rétrospectives en indices	—	104,6	100,0	107,6	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
Eel a		102,6	104,4	106,3	108,3	110,3	112,3
$\frac{\text{Eel}}{\text{PI}} = 102,2 (1 + 0,004)^t$	0,526						
PI b		46,0	83,5	119,1	158,6	206,5	267,8
d) Consommation par habitant							
Valeurs rétrospectives en kWh	—	979	1.595	2.259	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
Eel a		1.033	1.543	2.306	3.446	5.148	7.693
$\frac{\text{Eel}}{\text{N}} = 953,2 (1 + 0,083)^t$	0,994						
N b		49,4	77,4	123,1	191,2	296,6	461,6

r = Coefficient de corrélation.

a = Valeurs de la même nature que les valeurs rétrospectives correspondantes.

b = Valeurs absolues correspondantes en TWh.

Tableau 3 — Belgique

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
a) Consommation totale							
Valeurs rétrospectives en TWh	—	9,0	11,9	15,2	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
Eel = 9,706 (1 + 0,052) ^t	0,989	9,2	11,8	15,1	19,5	25,0	32,2
Eel = 0,0131 (PI) ^{1,489}	0,955	9,0	12,5	14,6	20,6	29,2	41,5
Eel = 0,909 (PI) ^{0,515} (1 + 0,036) ^t	0,999	9,0	12,0	15,1	20,3	27,3	36,7
Eel = 0,00257 (PNB) ^{1,836}	0,994	9,0	12,1	15,1	21,2	29,9	43,1
Eel = 0,04794 (PNB) ^{1,174} (1 + 0,019) ^t	0,997	9,0	12,0	15,1	20,7	28,3	39,1
b) Consommation spécifique par unité de PNB							
Valeurs rétrospectives en indices	—	88,8	100,0	113,6	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
Eel a		89,4	100,6	113,2	127,5	143,5	161,5
$\frac{\text{Eel}}{\text{PNB}} = 87,30 (1 + 0,024)^t$	0,976						
PNB b		9,0	11,9	15,1	20,6	27,9	38,3
c) Consommation spécifique par unité de PI							
Valeurs rétrospectives en indices	—	94,4	100,0	115,4	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
Eel a		92,9	103,3	114,8	127,6	141,9	157,7
$\frac{\text{Eel}}{\text{PI}} = 90,97 (1 + 0,021)^t$	0,952						
PI b		8,8	12,3	15,1	21,2	29,8	41,9
d) Consommation par habitant							
Valeurs rétrospectives en kWh	—	1.036	1.337	1.660	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
Eel a		1.059	1.325	1.658	2.075	2.195	2.247
$\frac{\text{Eel}}{\text{N}} = 1.012,7 (1 + 0,046)^t$	0,984						
N b		9,1	11,8	15,2	19,6	21,3	22,4

r = Coefficient de corrélation.

a = Valeurs de la même nature que les valeurs rétrospectives correspondantes.

b = Valeurs absolues correspondantes en TWh.

Tableau 4 — France

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
a) Consommation totale							
Valeurs rétrospectives en TWh		34,8	51,5	74,8	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
Eel = 33,19 (1 + 0,076) ^t	0,996	35,7	51,5	74,2	107,1	154,4	222,6
Eel = 0,243 (PI) ^{1,157}	0,992	36,5	50,2	76,6	110,1	153,8	209,1
Eel = 5,629 (PI) ^{0,417} (1 + 0,049) ^t	0,998	35,9	51,0	75,3	108,6	155,2	219,7
Eel = 0,0177 (PNB) ^{1,733}	0,998	35,6	51,8	74,0	115,7	170,7	253,5
Eel = 0,1795 (PNB) ^{1,200} (1 + 0,023) ^t	0,998	35,6	51,7	74,1	113,1	165,8	244,2
b) Consommation spécifique par unité de PNB							
Valeurs rétrospectives en indices	—	83,9	100,0	118,1	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
Eel a		85,9	100,3	117,2	136,9	160,0	186,9
$\frac{\text{Eel}}{\text{PNB}} = 83,25 (1 + 0,032)^t$	0,990						
PNB b		35,6	51,7	74,2	112,2	164,1	240,8
c) Consommation spécifique par unité de PI							
Valeurs rétrospectives en indices	—	88,9	100,0	100,9	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
Eel a		92,7	97,8	103,2	108,9	114,9	121,2
$\frac{\text{Eel}}{\text{PI}} = 91,73 (1 + 0,113)^t$	0,814						
PI b		36,3	50,4	76,6	110,6	155,7	214,3
d) Consommation par habitant							
Valeurs rétrospectives en kWh	—	834	1.191	1.643	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
Eel a		850	1.186	1.637	2.260	3.122	4.309
$\frac{\text{Eel}}{\text{N}} = 805,0 (1 + 0,067)^t$	0,995						
N b		35,9	51,3	74,6	106,6	154,4	222,3

r = Coefficient de corrélation.

a = Valeurs de la même nature que les valeurs rétrospectives correspondantes.

b = Valeurs absolues correspondantes en TWh.

Tableau 5 — Italie

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
a) Consommation totale							
Valeurs rétrospectives en TWh	—	24,8	38,1	56,1	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
Eel = 24,25 (1 + 0,076) ^t	0,994	26,1	37,7	54,4	78,6	113,4	163,8
Eel = 0,526 (PI) ^{0,990}	0,996	25,9	38,1	56,5	83,2	118,1	158,2
Eel = 1,311 (PI) ^{0,708} (1 + 0,018) ^t	0,997	25,9	38,0	56,0	82,2	117,2	159,9
Eel = 0,0893 (PNB) ^{1,315}	0,996	26,0	38,1	55,4	80,6	116,4	162,7
Eel = 0,0575 (PNB) ^{1,418} (1 — 0,006) ^t	0,996	26,0	38,1	55,4	80,8	116,6	162,6
b) Consommation spécifique par unité de PNB							
Valeurs rétrospectives en indices	—	86,8	100,0	110,6	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
Eel	a	91,4	99,7	108,8	118,7	129,6	141,4
$\frac{\text{Eel}}{\text{PNB}} = 89,8 (1 + 0,018)^t$	b	26,1	38,0	55,2	80,1	115,7	162,9
c) Consommation spécifique par unité de PI							
Valeurs rétrospectives en indices	—	98,6	100,0	96,1	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
Eel	a	102,5	100,0	97,4	94,8	92,4	90,0
$\frac{\text{Eel}}{\text{PI}} = 103,2 (1 - 0,0052)^t$	b	25,8	38,1	56,8	83,9	119,1	158,9
d) Consommation par habitant							
Valeurs rétrospectives en kWh	—	532	794	1.137	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
Eel	a	559	785	1.104	1.551	2.180	3.065
$\frac{\text{Eel}}{\text{N}} = 521,8 (1 + 0,070)^t$	b	26,1	37,7	54,5	79,0	114,5	166,0

r = Coefficient de corrélation.

a = Valeurs de la même nature que les valeurs rétrospectives correspondantes.

b = Valeurs absolues correspondantes en TWh.

Tableau 6 — Luxembourg

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
a) Consommation totale Valeurs rétrospectives en kWh	—	0,719	1,143	1,555	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
Eel = 700,4 (1 + 0,076) ^t	0,987	0,753	1,086	1,564	2,254	3,247	4,679
Eel = 0,3296 (PI) ^{1,769}	0,961	0,717	1,139	1,550	2,199	3,098	4,378
Eel = 58,5 (PI) ^{0,570} (1 + 0,053) ^t	0,993	0,734	1,103	1,576	2,284	3,301	4,777
b) Consommation spécifique par unité de PI Valeurs rétrospectives en indices	—	81,7	100,0	114,3	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
Eel	a	81,9	97,6	116,3	138,6	165,1	196,7
$\frac{\text{Eel}}{\text{PI}} = 79,11 (1 + 0,036)^t$	b	0,721	1,116	1,582	2,297	3,321	4,811
c) Consommation par habitant Valeurs rétrospectives en kWh	—	2.429	3.760	4.952	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
Eel	a	2.554	3.569	4.986	6.966	9.733	13.598
$\frac{\text{Eel}}{\text{N}} = 2389 (1 + 0,069)^t$	b	0,756	1,085	1,566	2,264	3,260	4,691

r = Coefficient de corrélation.

a = Valeurs de la même nature que les valeurs rétrospectives correspondantes.

b = Valeurs absolues correspondantes en TWh.

Tableau 7 — Pays-Bas

Fonction	r	1950	1955	1960	1965	1970	1975
a) Consommation totale							
Valeurs rétrospectives en TWh	—	7,4	11,4	16,5	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
Eel = 6,998 (1 + 0,082) ^t	0,998	7,6	11,2	16,6	24,6	36,4	53,9
Eel = 0,0249 (PI) ^{1,339}	0,985	7,9	11,9	17,3	24,6	36,3	52,3
Eel = 3,170 (PI) ^{0,188} (1 + 0,070) ^t	0,999	7,6	11,3	16,7	24,7	36,6	54,0
Eel = 0,00754 (PNB) ^{1,601}	0,991	7,8	12,0	16,6	23,2	34,1	49,4
Eel = 5,473 (PNB) ^{0,387} (1 + 0,062) ^t	0,999	7,6	11,4	16,6	24,3	36,0	53,2
b) Consommation spécifique par unité de PNB							
Valeurs rétrospectives en indices	—	85,9	100,0	118,4	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
$\frac{\text{Eel}}{\text{PNB}} = 85,96 (1 + 0,031)^t$	a 0,981	88,6	103,0	119,7	139,1	161,7	188,0
	b	7,7	11,7	16,7	23,9	35,3	51,8
c) Consommation spécifique par unité de PI							
Valeurs rétrospectives en indices	—	88,4	100,0	110,0	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
$\frac{\text{Eel}}{\text{PI}} = 90,47 (1 + 0,022)^t$	a 0,911	92,5	103,1	114,9	128,1	142,8	159,2
	b	7,8	11,7	17,3	25,1	37,4	54,7
d) Consommation par habitant							
Valeurs rétrospectives en kWh	—	736	1.059	1.437	—	—	—
<i>Ajustements</i>							
$\frac{\text{Eel}}{\text{N}} = 702,1 (1 + 0,068)^t$	a 0,997	750	1.042	1.448	2.013	2.798	3.388
	b	7,6	11,2	16,6	24,5	35,9	45,6

r = Coefficient de corrélation.

a = Valeurs de la même nature que les valeurs rétrospectives correspondantes.

b = Valeurs absolues correspondantes en TWh.

ANNEXE 8

Les besoins de combustibles des centrales thermiques classiques

SOMMAIRE

<i>Introduction</i>	473
<i>Section I: ASPECTS DU BILAN ÉLECTRIQUE</i>	474
A — La consommation intérieure brute d'électricité	475
B — Les échanges	476
C — Les centrales hydrauliques et géothermiques	476
D — Les centrales nucléaires	477
E — Les centrales thermiques	477
 <i>Section II: TENDANCES DANS L'ÉVOLUTION DES CENTRALES THERMIQUES</i>	 479
A — Généralités	479
B — Évolution de la consommation spécifique de chaleur	479
1. Données rétrospectives	479
2. Facteurs d'évolution	480
a) La grandeur des unités de production	480
b) Caractéristiques physico-techniques intrinsèques : pression et température	480
c) Influences d'ordre structurel et institutionnel	481
d) Durée d'utilisation	482
C — Développement futur de la consommation spécifique de chaleur	482
D — Les besoins globaux de combustibles des centrales thermiques	486
 <i>Section III: VENTILATION PAR CATÉGORIES DES BESOINS DE COMBUSTIBLES DES CENTRALES THERMIQUES</i>	 487
A — Production d'électricité à partir de combustibles « non substituables »	488
1. Lignite	488
2. Gaz de haut fourneau	489
3. Bas-produits et houille (dans les centrales minières)	491
B — Production d'électricité à partir de combustibles « substituables »	495
1. Le coût du capital	496
2. Le coût d'exploitation	497
3. Le coût du transport du combustible ou du courant électrique	498
4. Le coût du combustible rendu centrale	502
5. Ventilation des besoins de combustibles « substituables »	503
6. Essai d'application des critères influençant le choix des combustibles	504

Liste des tableaux

1 — Bilans de l'électricité — Situation d'ensemble	474
2 — Ventilation de la production brute d'électricité par sources	478
3 — Consommation spécifique moyenne de chaleur des centrales thermiques pour la seule production d'électricité	483
4 — Évolution de la consommation spécifique moyenne de chaleur des centrales thermiques publiques	485
5 — Besoins totaux de combustibles des centrales thermiques	487
6 — Production d'électricité et besoins de combustibles des centrales au lignite (récent, ancien + tourbe)	489
7 — Production d'électricité à partir de gaz manufacturés (essentiellement gaz de haut fourneau)	490
7bis — Besoins de gaz manufacturés (essentiellement gaz de haut fourneau) des centrales thermiques	491
8 — Production d'électricité des centrales minières (à partir de bas-produits et houille d'origine communautaire)	492
8bis — Besoins de combustibles des centrales minières (bas-produits et houille d'origine communautaire)	493
9 — Production d'électricité à partir de combustibles « non substituables » (état récapitulatif)	494
10 — Production d'électricité à partir de combustibles « substituables » (situation d'ensemble)	495
11 — Les fourchettes maximales des combustibles « substituables » dans les centrales thermiques de la Communauté	496
12 — Ventilation des besoins de combustibles « substituables » (houille et hydrocarbures)	503
13 — Essai d'une comparaison du coût du kWh dans différents types de centrales	508

Liste des graphiques

1 — Consommation spécifique moyenne de chaleur (kcal/kWh net) des centrales thermiques publiques (évolution 1950-1975)	484
2 — Coût de transport du courant électrique par ligne à haute tension, comparé au coût de transport du charbon par voie ferrée et fluviale et à celui du pétrole par pipe-line	501

Bibliographie

- 1 — *K. Schäff*, STEAG, Essen : « Die Weiterentwicklung des Dampfkraftwerks und Ausblick auf andere Möglichkeiten der Stromerzeugung », Sonderdruck aus VDI-Zeitschrift, Bd. 104 (1962).
- 2 — *R. Boudrant*: « Le progrès des centrales thermiques à combustibles fossiles, d'Électricité de France », Revue française de l'énergie, n° 134, novembre-décembre 1961.
- 3 — *A. Kroms*: « Der Kraftwerkbau in den USA »; Elektrizitätswirtschaft, Heft 6/1962 (Zusammenstellung aus den verschiedenen Berichten, die in den amerikanischen Zeitschriften für Energiewirtschaft « Power » und « Electrical World » veröffentlicht wurden).
Voir aussi : « L'Économie électrique » de UNIPEDE, n° 29, 1962.
- 4 — *A. Michel*: « Wandlungen in der Eisen- und Stahlindustrie » Stahl und Eisen, Heft 1/1963.
- 5 — *F. Wesemann*: « Einflüsse der Entwicklung der hüttenmännischen Verfahren auf die künftige Struktur der Wärme- und Kraftwirtschaft der gemischten Hüttenwerke », Stahl und Eisen, Heft 2/1963.
- 6 — Rapport général de la commission de l'énergie (IV^e Plan), Paris 1961.

Introduction

En vue d'atteindre son objectif et de le justifier sur le plan technique et économique, cette annexe comportera trois sujets essentiels s'articulant entre eux :

- 1^o Présentation d'un bilan électrique suffisamment détaillé qui, partant de la consommation brute d'électricité, permet de dégager la tranche de production confiée aux centrales thermiques⁽¹⁾ en fonction des éléments extérieurs qui la conditionnent;
- 2^o Examen approfondi des facteurs d'ordre technique, économique, structurel et institutionnel capables d'influencer, voire déterminer la consommation spécifique de chaleur et, par là, les besoins globaux de combustibles de la production d'origine thermique pour les années 1965, 1970 et 1975;
- 3^o Ventilation de la production d'électricité d'origine thermique d'après la source énergétique de départ, c'est-à-dire d'après les quantités de combustibles respectivement utilisées. Le critère d'une telle répartition étant la rentabilité économique de la production électrique, celle-ci a été groupée suivant qu'elle est obtenue à partir :
 - de sources «non substituables»,
 - de sources «substituables».

Dans les deux cas on a tenu compte des caractéristiques techniques et économiques des combustibles rendus centrales tels qu'ils résultent du cadre concurrentiel adopté dans le document principal (prix départ + frais inhérents aux différents moyens de transport) et des différences existant selon le combustible utilisé dans le coût des investissements et les frais d'exploitation.

Compte tenu des incertitudes qui affectent toutes prévisions, spécialement lorsque celles-ci sont faites globalement (c'est-à-dire font abstraction des conditions locales), et considérant en outre l'état imparfait de certaines informations notamment en ce qui concerne l'évolution de la consommation régionale d'électricité et celle des techniques de production et de transport de cette énergie, etc., il va de soi que les chiffres avancés ne peuvent refléter que des ordres de grandeur.

⁽¹⁾ Dans cette annexe, on entendra par « centrales thermiques » les centrales thermiques classiques à l'exclusion des centrales nucléaires et géothermiques.

Section I

Aspects du bilan électrique

Afin de donner une vue d'ensemble de l'évolution des besoins d'électricité et de la structure de la production, des bilans complets ont été établis (tableau 13) et chacune de leurs rubriques est analysée par la suite.

Tableau 1 — Bilans de l'électricité - Situation d'ensemble, en TWh (1)

Pays	1960	1961 (*)	1965	1970	1975
I. <i>Consommation intérieure brute</i> (y compris autoconsommation des centrales, pertes de transport et de distribution de même que l'énergie nécessaire au pompage)					
Allemagne (R.F.)	120,6	128,9	170	234	316
Belgique	15,2	15,8	20	27	36
France	75,0	80,0	108	155	218
Italie	56,1	60,7	83	119	166
Luxembourg	1,6	1,6	3,5	4,4	4,9
Pays-Bas	16,6	17,6	24	34	48
Communauté	285,1	304,6	409	574	789
II. <i>Solde des échanges: import (+) export (-)</i>					
Allemagne (R.F.)	+ 4,2	+ 4,3	+ 4,0	+ 5	+ 5
Belgique	0	- 0,2	0	0	0
France	- 0,1	+ 0,1	0	0	0
Italie	- 0,1	+ 0,1	0	0	0
Luxembourg	0	0	+ 0,6	+ 0,9	+ 1,4
Pays-Bas	+ 0,1	0	0	0	0
Communauté	+ 4,1	+ 4,3	+ 4,6	+ 5,9	+ 6,4
III. <i>Production brute totale</i>					
Allemagne (R.F.)	116,4	124,6	166	229	311
Belgique	15,2	16,0	20	27	36
France	75,1	79,9	108	155	218
Italie	56,2	60,6	83	119	166
Luxembourg	1,5	1,6	2,9	3,5	3,5
Pays-Bas	16,5	17,6	24	34	48
Communauté	281,0	300,3	404	568	782

Tableau 1 (suite)

Pays	1960	1961 ^(*)	1965	1970	1975
a) Centrales hydrauliques (y compris centrales géothermiques)					
Allemagne (R.F.)	13,0	12,9	15	19,5	21
Belgique	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
France	40,9	38,7	43,5	51	58
Italie	48,2	44,3	51	57,5	63
(dont géothermiques)	(2,1)	(2,3)	(2,5)	(2,5)	(2,5)
Luxembourg	0	0,1	1,1	1,4	1,4
Pays-Bas	—	—	—	—	0,2
Communauté	102,3	96,2	111	130	144
b) Centrales nucléaires ^(*)					
Allemagne (R.F.)	—	0	0,2	4,0	25
Belgique	—	—	0,1	0,5	2
France	0,2	0,3	2,5	9,2	25
Italie	—	—	3,7	6,0	26
Luxembourg	—	—	—	—	—
Pays-Bas	—	—	—	0,3	2
Communauté	0,2	0,3	6,5	20	80
c) Centrales thermiques ^(*)					
Allemagne (R.F.)	103,4	111,6	150,8	206	265
Belgique	15,0	15,8	19,6	26	33
France	34,0	40,9	62	94	135
Italie	8,0	16,3	28,3	56	77
Luxembourg	1,5	1,5	1,8	2,1	2,1
Pays-Bas	16,5	17,6	24	34	46
Communauté	178,5	203,8	286,5	418	558

(¹) Pour 1965, 1970 et 1975, il s'agit en général de valeurs arrondies, d'où peuvent résulter de petites différences par addition.
« 0 » signifie que la valeur du chiffre est inférieure à 50 millions de kWh.

« — » signifie qu'il n'existe pas de production.

(²) En raison des conditions exceptionnelles d'hydraulicité de l'année 1960, on a jugé utile de reprendre également les données statistiques de l'année 1961 qui reflètent une situation à peu près normale.

(³) Par rapport aux chiffres présentés dans le tableau 35 du document principal, les valeurs retenues ici correspondent pour 1970 au chiffre le plus faible de la fourchette, pour 1975 à une valeur moyenne.

(⁴) Toutes les considérations qui seront faites ultérieurement en vue de la détermination des futurs besoins de combustibles se feront sur la base des chiffres retenus ici pour la production thermique.

A — La consommation intérieure brute d'électricité

Les chiffres au départ desquels ce rapport a été bâti sont ceux figurant à l'annexe 7 « Les besoins d'électricité ». Celle-ci retient la consommation intérieure brute (y compris, par convention, les besoins du pompage).

Afin de simplifier l'étude, on a travaillé sur une situation moyenne et de ce fait certains aspects de l'économie électrique susceptibles d'influencer la consommation réelle de combustibles n'ont pas été pris en considération. C'est le cas, par exemple, de l'incidence sur la consommation brute d'électricité des fluctuations de la production hydraulique et des échanges.

B — Les échanges

Dans un même souci de simplification, les bilans reprennent seulement le solde des échanges alors qu'en réalité les quantités exportées et importées peuvent être dans le temps de beaucoup supérieures à ce solde. C'est le cas notamment de l'Allemagne ⁽¹⁾ qui prévoit que ses échanges avec l'Autriche et la Suisse iront croissant et qu'elle en réalisera graduellement avec les pays scandinaves (projet Konti-Skan). Quant aux autres pays, notamment les pays hydrauliciens tels la France et l'Italie, on n'a prévu que des soldes peu importants bien que les mouvements entre pays interconnectés européens soient destinés à s'intensifier.

Dans l'ensemble on peut dire que le mouvement des échanges est influencé par la nature (essentiellement d'origine hydraulique) de la production des pays tiers «connectés» ⁽²⁾, mais que cette influence restera marginale, si bien que les pays de la Communauté continueront à satisfaire la grande majorité de leurs besoins en électricité au moyen de leur propre production.

C — Les centrales hydrauliques et géothermiques ⁽³⁾

Il y a lieu de rappeler que dans les bilans prévisionnels de 1965, 1970 et 1975 les chiffres de production (fil de l'eau, éclusées, lacs et pompage), tiennent

⁽¹⁾ Pour ce pays, on n'a pris en considération ni les incidences qui pourraient résulter d'un rapprochement économique avec la zone de l'Est ou des pays de l'Est, ni les projets visant l'exploitation de réserves hydrauliques additionnelles, par exemple de la Yougoslavie en vue d'approvisionner directement l'Italie et indirectement (via l'Autriche) l'Allemagne.

⁽²⁾ Pour la Communauté, l'ordre de grandeur des fluctuations dérivant des échanges peut être estimé à :

1961-1962	: ± 1,5 TWh
1965	: ± 2,0 »
1970	: ± 2,5 »
1975	: ± 3,0 »

⁽³⁾ Aucun commentaire particulier ne sera fait à propos de ces centrales associées ici en tant que producteurs d'énergie primaire aux centrales hydrauliques (voir texte principal page 101).

compte des puissances installées à ces dates et ont été repris des programmes nationaux sur la base d'une hydraulicité moyenne ⁽¹⁾.

Dans l'optique de l'optimisation de l'exploitation des centrales thermiques (classiques et nucléaires), l'extension des programmes de combustion de centrales hydrauliques (stations de pompage comprises) prend une importance toute particulière lorsque ces usines sont censées travailler davantage comme «centrales de pointe» avec des puissances aussi élevées que possible et en présence d'un réseau fortement interconnecté.

D — Les centrales nucléaires

Compte tenu des perspectives de développement de l'énergie nucléaire, il n'est pas possible lors de la formulation des prévisions d'échapper à l'obligation d'indiquer des ordres de grandeur de production, c'est-à-dire d'avancer des fourchettes (voir tableau 35 du document principal). Toutefois pour simplifier la présentation des bilans, on n'y a retenu qu'un seul chiffre : pour 1970 le plus faible de la fourchette, pour 1975 une valeur moyenne. A partir d'une telle hypothèse, la production des centrales nucléaires correspondrait en 1975 à environ 10 % de la production brute d'électricité de la Communauté. En Italie et en France, ce pourcentage, rapporté à la production nationale, s'élèverait cependant à respectivement 16 et 12 % environ.

E — Les centrales thermiques

La contribution des centrales thermiques à la satisfaction des besoins d'électricité de la Communauté restera nettement prédominante. Correspondant en 1960 à environ deux tiers de la production totale, la part de la thermique en représentera près des trois quarts en 1970.

- ⁽¹⁾ Par rapport à cette moyenne les variations peuvent cependant être très importantes : en admettant un coefficient de probabilité de 0,85 l'écart par rapport à la productibilité moyenne devrait se situer en principe entre les valeurs suivantes :

(en TWh)

Pays	1961-1962	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	+ 1,7/—2,0	± 2	± 2,5	± 2,6
France	+ 7,8/—5,6	+ 8/—7	± 9,5	± 11
Italie	+ 5,7/—4,7	± 6	± 7	± 7,5
Communauté	± 12	± 14	± 17	± 19

Aux variations dépendant de l'hydraulicité dans les pays de la Communauté, il faut ajouter celles qui résultent d'échanges d'électricité avec les pays tiers.

Vu que l'on fait abstraction des fluctuations possibles de l'hydraulicité et des échanges, la production thermique augmentera considérablement au cours des années à venir (voir tableau 1, c). En valeur relative elle perdra cependant un peu de son importance après 1970 (voir tableau 2, c) en raison de la contribution des centrales nucléaires.

Tableau 2 — Ventilation de la production brute d'électricité par sources (en %) (calculé d'après les valeurs non arrondies du tableau 1, page 474 - 475)

Pays	1960	1961	1965	1970	1975
<i>a) Centrales hydrauliques (y compris centrales géothermiques)</i>					
Allemagne (R.F.)	11,1	10,4	9,0	8,5	6,8
Belgique	1,3	1,2	1,5	1,1	0,8
France	54,9	48,4	40,3	33,0	26,6
Italie	85,9	73,1	61,2	48,2	38,0
Luxembourg	—	6,2	37,9	40,0	40,0
Pays-Bas	—	—	—	—	0,4
Communauté	36,5	32,0	27,4	22,8	18,4
<i>b) Centrales nucléaires</i>					
Allemagne (R.F.)	—	—	0,2	1,7	8,0
Belgique	—	—	0,5	1,9	5,6
France	0,2	0,4	1,9	5,9	11,5
Italie	—	—	3,6	5,0	15,7
Luxembourg	—	—	—	—	—
Pays-Bas	—	—	—	0,9	4,1
Communauté	—	0,1	1,4	3,5	10,2
<i>c) Centrales thermiques</i>					
Allemagne (R.F.)	88,9	89,6	90,8	89,8	85,2
Belgique	98,7	98,8	98,0	97,0	93,6
France	44,9	51,2	57,8	61,1	61,9
Italie	14,1	26,9	35,2	46,8	46,3
Luxembourg	100,0	93,8	62,1	60,0	60,0
Pays-Bas	100,0	100,0	100,0	99,1	95,5
Communauté	63,5	67,9	71,2	73,7	71,4

Si l'on considère qu'aujourd'hui déjà un peu plus de 20 % de l'ensemble des besoins de combustibles (solides, liquides et gazeux) de la Communauté sont consommés dans les centrales thermiques et que d'ici 1975 ce chiffre dépassera 25 %, on comprendra toute l'importance de l'examen de ce secteur.

Section II

Tendances dans l'évolution des centrales thermiques

A — Généralités

La grande majorité des centrales thermiques sont des centrales à vapeur. La contribution d'autres systèmes est fort limitée et correspond parfois à des emplois spécifiques. C'est ainsi que l'on trouve, en particulier chez les auto-producteurs, des équipements à combustion interne à cycle diesel ou à gaz de haut fourneau. Dans l'avenir, une certaine place devrait être réservée également aux turbines à gaz, quoique l'importance de celles-ci semble devoir être limitée en raison des puissances unitaires relativement faibles (actuellement 20 à 30 MW environ).

Pour ces raisons, l'analyse ne portera que sur les centrales à vapeur et principalement sur celles à condensation.

Étant donné qu'il faut avant tout se préoccuper des éléments capables d'influencer à terme l'évolution de la consommation spécifique dans ces centrales, on est amené à passer en revue les principaux facteurs qui entrent en jeu et qui apparaissent très souvent interdépendants.

B — Évolution de la consommation spécifique de chaleur

1. *Données rétrospectives*

Pour établir des prévisions en matière de besoins de combustibles, il est nécessaire de disposer de données statistiques aussi bonnes que possible dans le domaine de la consommation spécifique de chaleur.

Or, il faut reconnaître qu'en cette matière la plupart des statistiques sont entachées d'un bon nombre de lacunes, notamment :

- détermination encore trop imprécise du pouvoir calorifique moyen des combustibles utilisés (en particulier des produits secondaires du charbon, du lignite, du gaz de haut fourneau, etc.);
- difficulté (due à la technique de l'exploitation) de reconnaître dans le cadre «chaleur/force» la part exacte des combustibles affectée respectivement à la production de chaleur et à celle d'électricité;

- manque d'indications homogènes sur la signification de la consommation spécifique (celle-ci peut en effet se rapporter au seul groupe turbo-alternateur ou à l'ensemble du bloc-usine, représenter des valeurs optima ou correspondre en fonction des conditions d'exploitation à la moyenne des réalisations étalées dans le temps).

Par conséquent, vu les nombreuses incertitudes et compte tenu des conditions d'exploitation très différentes, les chiffres de consommation spécifique moyenne retenus ici résultent nécessairement de valeurs très disparates.

2. Facteurs d'évolution

Parmi les facteurs d'évolution qu'il y a lieu de considérer pour dégager les tendances de la consommation spécifique ainsi que celles d'autres paramètres susceptibles de la conditionner, il y a lieu de mentionner :

a) La grandeur des unités de production

Bien que la grandeur de l'unité soit un facteur de réduction du coût spécifique de l'investissement et des frais d'exploitation, étant donné qu'elle opère indépendamment de la nature du combustible, on l'a retenue ici comme élément influençant la consommation spécifique (brute) en raison de son incidence sur la réduction des pertes de toute nature.

Or, en général, il existe une tendance à l'installation de puissances de plus en plus grandes; il semble parfaitement possible que l'on s'achemine vers des unités pouvant atteindre 1.500 MW ⁽¹⁾. C'est ainsi que l'amélioration de la consommation spécifique résultant par exemple du passage du palier actuel 50/300 MW à celui de 1.000/1.500 MW serait de l'ordre de 4 à 5 % environ ⁽²⁾.

b) Caractéristiques physico-techniques intrinsèques: pression et température

Étant donné qu'aujourd'hui on utilise fréquemment une pression de 200 bars et une température de 530° C, on peut admettre que dans l'avenir on atteindra 400 bars et 700° C, limite de laquelle se sont déjà rapprochées quelques-unes des centrales les plus modernes. Un tel progrès porterait le rendement théorique global de 35,5 % à 40-42 %.

⁽¹⁾ — En Allemagne ont été commandées récemment les trois premières unités monoblocs de 300 MW chacune.

— La France vient de mettre en service les premières unités de 250 MW chacune et les projets pour des unités de 600 MW ont atteint un stade relativement avancé.

— En Italie, on a passé commande pour deux unités de 600 MW chacune, équipées toutefois de double arbre, c'est-à-dire de deux groupes turbo-alternateurs de 300 MW chacun.

— Au Royaume-Uni, commande a été passée pour des unités de 500 MW.

— Aux États-Unis, un ordre récent porte sur une unité de 1.000 MW (également cross-compound, c'est-à-dire avec deux groupes turbo-alternateurs de 500 MW chacun).

⁽²⁾ Voir note bibliographique 1.

Mais ainsi qu'il résulte d'une étude allemande ⁽¹⁾, la consommation spécifique de chaleur n'en serait améliorée en réalité que de 9 % environ.

Des études et applications faites dans d'autres pays ⁽²⁾ recoupent de tels calculs.

Toutefois, il y a lieu de préciser que ce sera sur la base du facteur économique que l'on décidera selon les lieux et le temps de recourir à l'application de telles possibilités techniques : les éléments de la décision seront le coût du combustible rendu centrale, la relation de prix entre aciers de qualités différentes (ferritiques et austénitiques) utilisés dans la construction de l'équipement et les heures d'utilisation.

c) *Influences d'ordre structurel et institutionnel*

En principe, il n'y a pas lieu de distinguer la production des centrales d'après le statut juridique qui les caractérise, c'est-à-dire services publics et autoproducteurs industriels. Toutefois, bien que possédant fréquemment des équipements techniques similaires, chacun de ces types de producteurs se trouve soumis à des conditions d'exploitation et à des contraintes d'ordre économique susceptibles d'influencer différemment la consommation spécifique et son évolution. L'importance relative de chacun de ces groupes dans la production thermique totale reflète dans une large mesure la diversité de la structure industrielle des pays et le cadre institutionnel dans lequel l'industrie électrique doit opérer.

C'est ainsi qu'en 1961 la part des centrales publiques dans la production thermique totale a été la suivante :

Allemagne (R.F.)	57,3 %	Italie	73,2 %
Belgique	57,0 %	Luxembourg	0 %
France	49,4 %	Pays-Bas	77,8 %
Communauté		58,3 %	
<hr/>			
<i>A titre</i>	Royaume-Uni	89,8 %	
<i>de comparaison :</i>	États-Unis	88,5 %	

⁽¹⁾ Voir note bibliographique 1.

⁽²⁾ — En France par exemple (voir note bibliographique 2), on a observé qu'en passant des unités de 50 MW sans resurchauffe à des unités de 125 MW avec resurchauffe (127 bars, 540°C/540°C) la consommation spécifique s'était améliorée de 500 kcal/kWh environ alors que le passage de 125 MW au palier 250 MW avec resurchauffe (165 bars, 565°C/565°C) n'apportait qu'une amélioration de 80 kcal/kWh, soit 4 % environ. Pour atteindre un gain supplémentaire de 4 % il serait nécessaire de recourir aux paramètres vapeur suivants : soit avec resurchauffe 250 bars, 650°C/565°C ou 300 bars 625°C/565°C, soit avec double resurchauffe 600°C/565°C/540°C. Les unités de 600 MW prévues sont censées opérer avec une consommation spécifique optimum de 2.200 à 2.150 kcal/kWh.

— Aux États-Unis (voir note bibliographique 3), la centrale Eddystone II, récemment mise en service, atteindrait théoriquement une valeur optimum encore inférieure, soit 2.110 à 2.050 kcal/kWh.

Tout laisse prévoir que dans l'avenir la contribution de ce groupe de producteurs ira croissant ⁽¹⁾ de sorte que la consommation spécifique moyenne sera influencée par celle des centrales des services publics.

En effet, la production d'électricité des autoproducteurs industriels, en grande partie subordonnée aux besoins de chaleur de l'entreprise, ne pourra généralement se développer au même rythme que les besoins d'électricité de ces mêmes industries. Ceci n'exclut pas qu'il se présente des cas d'espèce tendant à favoriser localement le développement de l'autoproduction d'électricité ⁽²⁾.

d) *Durée d'utilisation*

Parmi les éléments qui font varier la consommation spécifique, les conditions de marche de la centrale constituent le facteur dominant, toutes autres données restant égales.

Il y a en effet une grande différence selon que la centrale participe à la couverture des besoins avec seulement une partie de sa capacité, mais toujours prête à intervenir avec sa puissance totale, ou que la marche de la centrale est réglée suivant un programme journalier, hebdomadaire ou mensuel établi à l'avance. Dans le premier cas, il peut résulter une détérioration de la consommation spécifique de chaleur de l'ordre de 10 % et même davantage.

C — Développement futur de la consommation spécifique de chaleur

Les quatre facteurs analysés au point précédent ont agi sur la consommation spécifique des centrales thermiques selon l'évolution de la structure du parc.

Quant à l'établissement des prévisions, on a jugé nécessaire d'établir une relation plus étroite entre input en calories et output en kWh, ceci afin de :

-
- (1) Milite en faveur d'un tel développement la tendance de ces producteurs à s'organiser en entreprises de grandes dimensions. En effet, l'utilisation de grandes capacités unitaires de production, la minimisation des puissances de réserve, l'établissement et l'exploitation d'un réseau suffisamment puissant permettant de bénéficier au maximum des échanges thermo-hydro-électriques, la solution du problème de main-d'œuvre spécialisée, la mise à profit de terrains (de repérage de plus en plus difficile) pour la construction de centrales, sont autant de raisons qui plaident en faveur de telles constitutions.
- (2) Facteurs pouvant inciter isolément ou conjointement à l'autoproduction d'électricité :
- cadre institutionnel dans lequel l'industrie électrique est placée;
 - production fatale de combustibles d'écoulement difficile;
 - appartenance de sources d'énergie primaire à des complexes industriels gros consommateurs d'énergie électrique;
 - besoins élevés de chaleur de l'entreprise rendant économique l'utilisation d'équipement soit à contrepression, soit à condensation avec soutirage de vapeur;
 - relations particulières entre l'industrie et les services publics;
 - interdépendance d'entreprises;
 - possibilités techniques, économiques et légales de création de centrales industrielles communes (avantages résultant de la concentration de la puissance).

- éviter d'affecter l'estimation des besoins en combustibles pour la production d'électricité d'un pays déterminé par des facteurs obéissant à des conditions autres que celles requises pour la seule production d'électricité (par exemple il est notoire que la demande de chaleur dans l'industrie se développe moins vite que ses besoins en électricité);
- permettre la comparabilité des données relatives à la consommation industrielle de chaleur entre pays ayant une structure différente de l'auto-production d'électricité.

C'est ainsi que, par une enquête spécifique ⁽¹⁾ (limitée aux années 1960, 1961 et 1962), on a pu défalquer de la consommation totale des combustibles des centrales publiques la part destinée au chauffage urbain et de celle des centrales industrielles la part correspondant aux besoins de chaleur des entreprises. Il en est résulté les chiffres ci-après :

Tableau 3 — Consommation spécifique moyenne de chaleur des centrales thermiques pour la seule production d'électricité (en kcal/kWh net)
(Données statistiques établies sur la base de l'ensemble des combustibles utilisés rapportés respectivement à leur pouvoir calorifique inférieur)

Pays	1960			1961			1962 ⁽¹⁾		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Allemagne (R.F.)	3.110	3.000	3.060	3.040	2.910	2.990	2.980	2.890	2.940
Belgique	2.990	3.450	3.180	2.920	3.240	3.060	2.840	3.180	2.980
France	2.570	3.000	2.800	2.470	2.910	2.690	2.440	2.890	2.640
Italie	2.970	2.300	2.640	2.650	2.280	2.550	.	.	2.530
Luxembourg	—	3.680	3.680	—	3.480	3.480	—	3.500	3.500
Pays-Bas	3.040	2.600	2.940	2.970	2.510	2.870	2.870	2.420	2.770
Communauté	3.000	3.000	3.000	2.890	2.900	2.890	2.800	2.870	2.830

A = Services publics B = Autoproduleurs industriels C = Tous producteurs

⁽¹⁾ Chiffres provisoires.

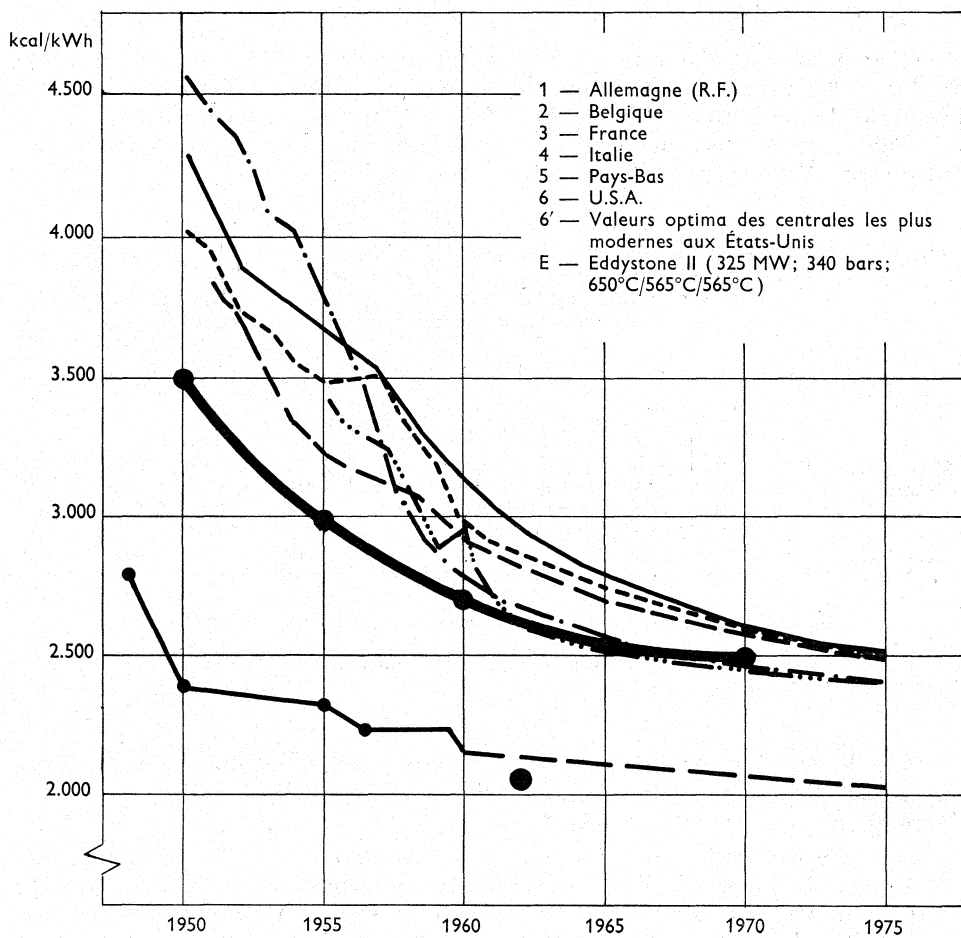
Pour l'ensemble des producteurs les écarts importants entre d'une part la France et l'Italie et d'autre part l'Allemagne, la Belgique et les Pays-Bas s'expliquent pour les raisons suivantes :

- Contribution différente des centrales thermiques à la satisfaction des besoins : la France et l'Italie disposant de productions d'origine hydraulique importantes ont l'avantage d'assurer à leurs centrales thermiques un travail de base continu selon un programme préétabli. Dans les autres pays ce sont essentiellement les centrales thermiques qui doivent assurer les variations journalières de la charge.
- Incidence relativement plus marquée des équipements thermiques modernes en France et en Italie.

⁽¹⁾ Menée par l'Office statistique des Communautés européennes.

Graphique 1

Consommation spécifique moyenne de chaleur (kcal/kWh net)
des centrales thermiques publiques (évolution 1950-1975)



Il faut cependant admettre qu'à long terme des écarts aussi importants que ceux qui existent actuellement entre pays s'atténueront graduellement en raison du poids croissant de la thermique dans les pays hydrauliciens et du renouveau du parc thermique.

Une supposition analogue peut être faite en ce qui concerne l'atténuation, voire la disparition des écarts actuels entre consommation spécifique des services publics et des autoproducteurs d'un même pays. A l'intérieur de l'autoproduction il s'établira en effet à terme une certaine compensation entre consommation spécifique très faible des centrales à contrepression et consommation spécifique relativement élevée des centrales à condensation, exception faite des centrales minières et communes de caractéristiques voisines de celles des services publics. Dès lors, pour la détermination de l'ensemble des besoins de combustibles des centrales thermiques, une extension des prévisions de consommation spécifique des services publics à l'ensemble des producteurs, établie sur les nouvelles bases, peut être utilisée sans grande marge d'erreur.

Une estimation de l'évolution de la consommation spécifique moyenne de chaleur dans les centrales des services publics des pays de la Communauté est illustrée et chiffrée respectivement au graphique 1, page 484, et au tableau 4, ci-après.

Pour sa partie rétrospective (1950-1959), comme on l'a déjà dit, le diagramme montre des divergences parfois très importantes entre pays : celles-ci sont d'abord dues au rythme différent de l'évolution du parc, ensuite à l'incidence de l'hydraulicité, à celle de la nature des combustibles utilisés, etc.

Quant à la période 1960-1975, les courbes dérivent de valeurs calculées d'après les données du milieu professionnel.

Tableau 4 — Évolution de la consommation spécifique moyenne de chaleur des centrales thermiques publiques (en kcal/kWh net)

Pays	Réalisations	Prévisions		
	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	3.110	2.780	2.600	2.500
Belgique	2.990	2.750	2.600	2.500
France	2.780	2.580	2.450	2.400
Italie	2.970	2.550	2.450	2.400
Pays-Bas	3.040	2.760	2.600	2.500

Il y a lieu de noter qu'il s'agit ici de valeurs nettes (parce que généralement utilisées dans les études nationales) et qu'il suffit de les diminuer d'environ 6,5 à 7,5 % (même un peu plus en cas de centrales très modernes) pour retrouver les valeurs *brutes* indiquées dans le tableau 18 du texte principal sur la base desquelles seront mesurés d'une manière très large les tonnages de combustibles (tec) nécessaires à la production thermique.

L'abaissement de la courbe est dû à l'apport des centrales les plus modernes à la consommation spécifique desquelles la thermodynamie assigne tout de même une certaine limite ⁽¹⁾.

D'ailleurs pour des raisons d'ordre économique, beaucoup de centrales nouvelles n'atteindront vraisemblablement pas dans la période de référence cette limite optimale. En effet, la plupart des centrales en construction ou à l'état de projet, caractérisées par un constant accroissement de la puissance unitaire, augmenteront sans doute la pression de la vapeur, mais limiteront la température de celle-ci au domaine des aciers ferritiques (cas des récents projets français et britanniques).

A titre de comparaison, il a paru intéressant de porter sur le même diagramme l'évolution dans les centrales américaines ⁽²⁾, pour lesquelles les courbes correspondent respectivement à des valeurs moyennes (courbe 6) et à des valeurs optima (courbe 6').

La confrontation de ces deux courbes donne une idée de la dispersion des valeurs qui peut exister à l'intérieur d'un même parc.

D — Les besoins globaux de combustibles des centrales thermiques

En partant des considérations faites à propos de l'évolution de la consommation spécifique de chaleur, on peut tenter maintenant de déterminer approximativement l'ensemble des besoins de combustibles des centrales thermiques en fonction de la production d'électricité prévue pour celles-ci (voir tableau 1, III, c).

⁽¹⁾ Du fait que le cycle thermo-dynamique ne peut être amélioré sensiblement au delà de 40 % environ, le rendement thermique global des centrales est relativement mauvais. Aussi divers centres de recherches se préoccupent de trouver des formules nouvelles pour la transformation de l'énergie? Parmi les résultats de ces recherches, deux perspectives intéressantes semblent s'offrir, bien que pour les raisons évoquées ci-après on ne doive pas s'attendre à une contribution significative d'ici 1975.

Il s'agit de la génération de courant électrique par les procédés M.H.D. (magnétohydro-dynamique) et la pile à combustible pouvant atteindre un rendement de l'ordre de 50 à 80 %, les procédés basés sur les effets thermoélectriques et thermo-ioniques étant à exclure en raison de leur faible rendement.

De divers côtés on travaille activement au procédé M.H.D. du fait que celui-ci peut être combiné avec le cycle classique en vue d'améliorer le rendement total. Étant donné que le mode opératoire du procédé M.H.D. est caractérisé par des températures très élevées mettant à dure épreuve les matériaux actuels, il paraît exclu que celui-ci puisse jouer dans la période de référence un rôle important.

Quant à la « pile à combustible » il semble qu'en raison de son rendement élevé et de températures à peine supérieures à celles des centrales classiques, elle ait des chances de succès. Mais le problème essentiel est celui d'arriver à construire de telles unités dont la puissance et les coûts spécifiques soient comparables à ceux des unités classiques. Or, ceci paraît exclu d'ici 1975.

⁽²⁾ Voir note bibliographique 3.

On obtient ainsi les tonnages suivants :

Tableau 5 — Besoins totaux de combustibles des centrales thermiques (en millions de tec)

Pays	1960		1961	1965	1970	1975
	A	B				
Allemagne (R.F.)	45,3	(42,1)	(44,2)	(55,8) 59,3	(72,0) 76,2	(90,0) 92,9
Belgique	8,3	(6,3)	(6,5)	(7,3) 7,6	(9,1) 9,4	(11,2) 11,4
France	16,3	(13,7)	(16,2)	(22,3) 23,1	(31,5) 33,0	(43,8) 45,0
Italie	3,5	(3,1)	(6,0)	(9,6) 11,0	(18,0) 19,9	(24,5) 25,9
Luxembourg	0,8	(0,8)	(0,7)	(0,8) 0,8	(0,8) 0,8	(0,8) 0,8
Pays-Bas	6,6	(6,6)	(6,8)	(8,4) 8,3	(11,4) 11,1	(15,2) 14,4
Communauté	80,6	(72,6)	(80,4)	(104,2) 110,1	(142,8) 150,5	(185,5) 190,4

A = Série correspondant aux valeurs indiquées dans le document principal et dans l'annexe 2. Les chiffres comprennent certaines quantités de combustibles consommés dans les centrales mais non affectés directement à la production d'électricité. Ce sont ces chiffres qui ont été insérés dans le bilan global d'énergie afin d'aboutir à une estimation de l'ensemble des besoins. Pour 1960 et uniquement pour cette année, les chiffres de charbon sont évalués tonne pour tonne, voir à ce sujet annexe 2.

B = Valeurs découlant de la série A après corrections résultant de l'enquête spécifique de l'Office statistique des Communautés visant à établir pour l'année de référence le véritable input de la production d'électricité.

Section III

Ventilation par catégories des besoins de combustibles des centrales thermiques

Établir une ventilation des futurs besoins de combustibles par catégories est une tâche bien difficile car en dehors des facteurs objectifs (tels par exemple les coûts) il y a lieu de tenir compte également des conditions du marché qui restent influencées par la politique des gouvernements, la structure des entreprises d'électricité, la stratégie commerciale des vendeurs de combustibles, etc.

Dans un cadre aussi complexe et mouvant, on ne peut donc procéder qu'en faisant appel d'abord à des hypothèses de base, notamment la vérification sur le marché de l'énergie des conditions préconisées par les perspectives et en recourant ensuite à l'analyse des facteurs économiques qui président dans des cas d'espèce ou dans l'ensemble au choix du combustible.

Lorsque celui-ci est offert à des conditions particulièrement avantageuses (combustibles à prix rendu centrale très bas en raison de son coût d'extraction du fait qu'il résulte fatalement d'une production jointe), le choix est d'ores et déjà fait et il conditionne les autres éléments du coût du kWh.

Faite dans ces conditions l'énergie électrique peut être considérée comme une production à partir de combustibles «non substituables» par opposition à celle pour la production de laquelle la possibilité de substituer un combustible à un autre se pose en fonction non seulement du coût de la calorie rendue centrale, mais également en liaison avec d'autres facteurs liés à l'origine de celle-ci, tels les coûts d'investissement et d'exploitation.

Se rangent dans le premier cas les centrales utilisant le lignite, les gaz de haut fourneau de même que, à certaines conditions, celles installées à proximité du carreau des mines et utilisant par priorité les produits secondaires.

A — Production d'électricité à partir de combustibles « non substituables »

1. Lignite ⁽¹⁾

La production d'électricité à partir de lignite est réalisée en majeure partie dans la république fédérale d'Allemagne. Grâce aux prix avantageux de ce combustible, les centrales au lignite opèrent généralement comme centrales de base et présentent de ce fait un degré d'utilisation élevé qui influence favorablement la consommation spécifique de chaleur.

L'évolution de la production d'électricité à partir du lignite est donnée dans le tableau 6. Les chiffres se rapportent non seulement aux services publics mais également à certaines industries situées à proximité des gisements (notamment les fabriques de briquettes). La production d'électricité de ces dernières, essentiellement faite dans des installations à contrepression, semble ne pas devoir se développer au delà du niveau atteint aujourd'hui.

⁽¹⁾ On a également inclus le lignite ancien dont l'importance est très limitée et dont il n'y a pas lieu de prévoir le développement ultérieur.

Tableau 6 — Production d'électricité et besoins de combustibles des centrales au lignite (récent, ancien + tourbe)

Pays	1960		1961	1965	1970	1975
	A	B	B			
	1) <i>Production brute</i> (en TWh)					
Allemagne(R.F.) ⁽¹⁾	30,2 ⁽²⁾	32,1	34,0	46,5 ⁽⁴⁾	58,0 ⁽⁴⁾	66,0 ⁽⁴⁾
France	0,9	0,9	1,7	2,5	2,7	3,0
Italie	0,7	0,7	1,7	1,9	1,9	2,0
Communauté	31,8	33,7	37,4	50,9	62,6	71,0
	2) <i>Besoins de combustibles</i> (en millions de tec)					
Allemagne (R.F.)	14,5 ⁽²⁾ ⁽³⁾	13,2	13,7	17,7	21,2	23,5
France	0,5	0,5	0,7	0,9	1,0	1,1
Italie	0,4	0,3	0,6	0,7	0,7	0,7
Communauté	15,4	14,0	15,0	19,3	22,9	25,3

A = Chiffres repris du document principal sur la base de la publication « Informations statistiques 1962, 1-2 bis ».

B = Chiffres révisés par l'Office statistique, à la suite de l'enquête spécifique.

⁽¹⁾ Pour une confrontation de ces chiffres avec ceux de l'enquête allemande sur l'énergie il y a lieu de noter que celle-ci ne fait état que de l'évolution des centrales publiques.

⁽²⁾ Sans lignite ancien.

⁽³⁾ Basé sur pouvoir calorifique 2.200 kcal/kg au lieu de 1.900 kcal/kg.

⁽⁴⁾ Selon des informations toutes récentes, le programme d'exploitation des mines de lignite serait considérablement augmenté par rapport aux prévisions faites en 1960, si bien que la production d'électricité à partir de ce combustible évoluerait comme suit :

1965	1970	1975
47 TWh	62 TWh	79 TWh

A cause du faible prix à la calorie, la sécurité d'exploitation est considérée dans les centrales au lignite comme un facteur déterminant qui conduit à maintenir les paramètres vapeur légèrement en dessous des valeurs maximales. Ce fait contribue à situer la courbe moyenne de la consommation spécifique du pays à un niveau de valeurs plus élevées.

2. Gaz de haut fourneau (y compris faibles pourcentages de gaz de cokerie)

En raison des changements de structure qui s'opèrent dans l'industrie sidérurgique, il est difficile de prévoir quelle sera la production d'électricité de ce secteur.

En effet, d'une part les besoins spécifiques d'électricité (kWh par tonne de fonte, d'acier brut ou de produits laminés) iront croissant et d'autre part les disponibilités en gaz de haut fourneau (énergie fatalement très bon marché) subiront une diminution relative du fait de la réduction de la mise au mille.

En présence d'une telle évolution, la sidérurgie se verra donc obligée d'équilibrer son bilan énergétique en recourant davantage à des sources

d'approvisionnement extérieures ⁽¹⁾. La question est de savoir où et de quelle manière les disponibilités en énergie propre à ce secteur pourront trouver l'utilisation la plus rationnelle et la plus économique. Sans doute la marche des centrales sidérurgiques pourrait être parfaitement assurée à partir des disponibilités en gaz de haut fourneau, mais la sidérurgie préfère en distraire une partie importante pour des utilisations diverses au sein même de l'entreprise. Dès lors la nécessité de satisfaire ses besoins en énergie électrique place la sidérurgie devant l'alternative soit de recourir à des combustibles de substitution (charbon, pétrole) indispensables à la réalisation du programme d'autoproduction électrique, soit d'augmenter sa dépendance vis-à-vis du réseau de distribution public.

S'il est vrai que d'ici 1965 certaines quantités de gaz manufacturés (essentiellement gaz de haut fourneau) seront encore utilisées dans des centrales autres que celles de la sidérurgie, il n'en sera plus de même par la suite, car celle-ci aura intérêt à utiliser intégralement sur place cette énergie fatale avant de recourir aux combustibles substituables, charbon ou pétrole.

Suite à ces considérations et compte tenu de l'influence qu'il y a lieu d'attacher à la structure locale des entreprises sidérurgiques dont certaines sont grandes utilisatrices de gaz (four SM) et avec les réserves que comporte une pareille estimation, la production d'électricité à partir de gaz de haut fourneau a été estimée comme suit :

Tableau 7 — Production d'électricité à partir de gaz manufacturés (essentiellement gaz de haut fourneau) (en TWh brut)

Pays	1960		1961	1965	1970	1975
	A	B	B			
Allemagne (R.F.)	4,9	4,9	4,4	3,8	3,5	3,2
Belgique	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
France	4,6	4,5	4,7	4,6	4,6	4,5
Italie	0,4	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8
Luxembourg	1,5	1,5	1,5	1,6	1,8	1,8
Pays-Bas	0,3	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
Communauté	13,4	13,5	13,2	12,5	12,5	12,2
Production totale de la sidérurgie (tous combustibles)	13,9		14,2	19,2	24,5	30,3

A = Chiffres repris du document principal sur la base de la publication « Informations statistiques 1962, 1-2 bis ».
B = Chiffres révisés par l'Office statistique, à la suite de l'enquête spécifique.

⁽¹⁾ C'est ainsi par exemple qu'en 1960 la sidérurgie allemande a fait appel à des sources d'énergie extérieures à raison de 5 millions de tec environ et l'on estime que d'ici 1970-1975 ce tonnage pourra même doubler (voir notes bibliographiques 4 et 5).

Il ressort de ces chiffres que la production d'électricité des centrales sidérurgiques de la Communauté basée en 1960 à raison de 95 % environ sur les gaz manufacturés, devra être assurée en 1975 à raison de 60 % à partir d'autres combustibles.

En ce qui concerne la consommation de gaz de haut fourneau quoique l'on doive compter avec une amélioration sensible de la consommation spécifique de chaleur, celle-ci se maintiendra vraisemblablement à un niveau supérieur à la moyenne.

Tableau 7 bis — Besoins de gaz manufacturés (essentiellement gaz de haut fourneau) des centrales thermiques (en millions de tec)

Pays	1960		1961	1965	1970	1975
	A	B	B			
Allemagne (R.F.)	2,6 ⁽¹⁾	2,3 ⁽²⁾	2,0	1,6	1,4	1,2
Belgique	0,9	0,9	0,8	0,7	0,6	0,6
France	2,2	2,3	2,3	2,1	2,0	1,9
Italie	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
Luxembourg	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
Pays-Bas	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Communauté	6,9	6,6	6,3	5,5	5,1	4,8

A = Chiffres repris du document principal sur la base de la publication « Informations statistiques 1962, 1-2 bis ».

B = Chiffres révisés par l'Office statistique, à la suite de l'enquête spécifique.

(1) Y compris certaines quantités de gaz destinées à la seule production de vapeur.

(2) Dont environ 0,5 million de tec de gaz de cokerie.

Il ressort du tableau ci-dessus que les quantités de gaz de haut fourneau disponibles pour la production d'électricité diminueront légèrement.

3. Bas-produits et houille (dans les centrales minières)

Dans le cadre de la production thermique, les centrales minières jouent un rôle important.

Conçues initialement pour la satisfaction des besoins d'électricité de la mine, elles ont eu par la suite pour tâche essentielle de valoriser sur place les produits secondaires du charbon. Une telle valorisation dépassant les besoins d'électricité de l'industrie charbonnière allait conduire à la mise à la disposition du réseau public de quantités de plus en plus importantes d'énergie électrique.

Dans certains pays, notamment en Allemagne, des contrats établis entre les producteurs-distributeurs d'énergie électrique et les charbonnages ont considérablement renforcé la position des centrales minières. C'est ainsi que dans ce pays près de la moitié de la production d'électricité d'origine thermique de toutes les centrales industrielles est assurée aujourd'hui par les mines qui en cèdent les deux tiers environ au réseau public, le tiers restant étant en majeure

partie absorbé par une vaste interconnexion des mines (Bergbau-Elektrizitäts-Verbundgemeinschaft) autorisées à utiliser à cette fin le réseau de distribution public.

Bien que les centrales minières aient intérêt à consommer par priorité des produits secondaires, elles utilisent également des quantités variables de charbon de qualité. A ce propos, il semble utile de rappeler que la notion de «produits secondaires» découle d'un jugement économique susceptible de varier dans le temps et selon les endroits : par exemple, les possibilités de vente de charbons lavés communautaires, notamment charbons à coke et pour foyers domestiques dépendront directement de la politique énergétique que l'on aura choisie; en outre, la position des différentes entreprises charbonnières est sur un marché réellement compétitif loin d'être la même.

En vue de simplifier le raisonnement tendant à isoler et à réduire la tranche de production électrique provenant des combustibles substituables (où planent les incertitudes majeures d'estimation), on a admis comme hypothèse de travail que les niveaux de production atteinte par les centrales minières en 1965 seront certainement maintenus dans les années suivantes, notamment en 1970 et 1975; de même, cette production sera obtenue au départ de charbons (houille de toutes sortes + bas-produits) de mines communautaires (combustibles non substituables).

Exprimée en chiffres, voilà comment se présenterait la production des centrales minières d'après l'hypothèse qui précède :

Tableau 8 — Production d'électricité des centrales minières (à partir de bas-produits et houille d'origine communautaire) (en TWh brut)

Pays	1960	1961	1965	1970 (*)	1975 (*)
Allemagne (R.F.)	19,3 ⁽¹⁾	20,5 ⁽¹⁾	28,5	(28,5)	(28,5)
Belgique	2,7	3,4	5,0	(5,0)	(5,0)
France	9,0	10,4	12,8	(12,8)	(12,8)
Pays-Bas	1,8	1,8	2,0	(2,0)	(2,0)
Communauté	32,8 ⁽¹⁾	36,1 ⁽¹⁾	48,3	(48,3)	(48,3)

⁽¹⁾ Dont production à partir de gaz manufacturés : 1,0 pour 1960; 0,8 pour 1961.

^(*) Hypothèse de travail.

Pour la calculation des tonnages de combustibles «non substituables» nécessaires à cette production, on a tenu compte des particularités suivantes :

— en Allemagne, plus de 70 % de la production des centrales minières ont été couverts en 1960-1961 à partir de bas-produits, le recours au charbon de qualité n'ayant eu lieu que pour améliorer le rendement thermique global

et pour faire face aux engagements de la mine envers les services publics;

- en Belgique, il y a lieu d'ajouter à la production d'électricité des centrales minières celle qui est faite dans les services publics à partir de «terrils» et autres produits secondaires du charbon dont voici l'ordre de grandeur :

	1960	1961	1965	1970	1975
TWh brut	4,5	4,5	5,8	5,0	5,0

- en France, la part des produits secondaires dans le total des besoins de ces centrales correspondra selon les milieux chargés de la coordination de la production des mines et de l'électricité à environ 90 % en 1965 et à un peu moins (87-88 %) en 1970 et 1975.

Dans l'avenir les caractéristiques techniques des centrales minières (grandeur des unités, paramètres vapeur) seront à peu près celles des centrales publiques. Le calcul des tonnages de combustibles peut donc s'effectuer ici sur la base de la consommation spécifique moyenne de chaleur retenue pour l'ensemble des centrales.

Tableau 8 bis — Besoins de combustibles des centrales minières (bas-produits et houille d'origine communautaire) (en millions de tec)

Pays	1960	1961	1965	1970 (*)	1975 (*)
Allemagne (R.F.) ⁽¹⁾	7,7	8,1	11,1	(10,3)	(9,8)
Belgique ⁽²⁾	3,1	3,3	3,8	(3,7)	(3,5)
France	3,6	4,1	5,0	(4,8)	(4,6)
Pays-Bas	0,8	0,8	0,8	(0,7)	(0,7)
Communauté	15,2	16,3	20,7	(19,5)	(18,6)

(¹) Non compris gaz manufacturés.

(²) Y compris les produits secondaires consommés par les services publics.

(*) Hypothèse de travail.

Quant à la production d'électricité qui pourrait s'additionner à celle mentionnée ci-dessus pour être produite dans les centrales installées dans les régions minières, on n'est pas en mesure aujourd'hui de dire si ce seront des centrales minières au sens juridique actuel et économique qui la produiront ou bien des centrales des services publics faisant appel en principe à tout combustible.

C'est pour cette raison, c'est-à-dire pour le fait qu'il existe la possibilité de recourir à des combustibles de substitution, qu'on a placé la production addi-

tionnelle des régions minières dans la tranche «substituable» dont on parlera par la suite ⁽¹⁾.

Dans le tableau 9 ci-après on a récapitulé pour chacun des pays et pour la Communauté l'ensemble de la production d'électricité faite à partir de combustibles «non substituables» ainsi que les tonnages (tec) correspondant à l'input des centrales.

Tableau 9 — Production d'électricité à partir de combustibles « non substituables ».
État récapitulatif : lignite + gaz manufacturés + bas-produits et houille des centrales minières ⁽¹⁾ + autres combustibles ⁽²⁾

Pays	1960		1961	1965	1970	1975
	A	B	B			
	1) Production d'électricité (en TWh brut)					
Allemagne (R.F.)	53,4	55,7	58,5	79,6	91,0	98,9
Belgique	8,9	8,8	9,5	11,5	11,5	11,5
France	14,5	14,4	16,8	19,9	20,1	20,3
Italie	1,1	1,2	2,4	2,6	2,7	3,0
Luxembourg	1,5	1,5	1,5	1,6	1,8	1,8
Pays-Bas	2,1	2,3	2,3	2,5	2,5	2,5
Communauté	81,5	84,0	91,0	117,7	129,6	138,0
	2) Consommation de combustibles (en millions de tec)					
Allemagne (R.F.)	24,8	23,4	24,0	30,8	33,4	35,0
Belgique	4,0	4,0	4,1	4,5	4,3	4,1
France	6,3	6,4	7,1	8,0	7,8	7,6
Italie	0,6	0,5	0,9	1,0	1,0	1,1
Luxembourg	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
Pays-Bas	1,0	1,0	1,0	0,9	0,8	0,8
Communauté	37,5	36,1	37,8	45,9	48,0	49,3

A = Chiffres repris du document principal sur la base de la publication « Informations statistiques 1962, 1-2 bis ».

B = Chiffres révisés par l'Office statistique à la suite de l'enquête spécifique concernant également le lignite ancien, les détrit, etc. (exclus en A).

⁽¹⁾ Y compris, pour la Belgique, les produits secondaires consommés par les services publics.

⁽²⁾ C'est-à-dire quantités relativement peu importantes de schlamms, détrit ménagers, déchets industriels, en particulier en Allemagne.

⁽¹⁾ Certains programmes nationaux prévoient cependant que la production des centrales minières pourrait augmenter après 1965 si le prix de revient du charbon produit sur place se trouvait être compétitif avec le prix rendu centrale des combustibles importés. A ce jour, voici quelles seraient les prévisions nationales de production des centrales minières :
(en TWh brut)

Pays	1970	1975
Allemagne (R.F.)	37,3	46,1
Belgique	6,5	8,0
France	12,6	12,2
Pays-Bas	2,5	3,0
Communauté	58,9	69,3

La notion «non substituable» retenue dans la présente annexe est plus large que celle du texte principal. Le raccordement est pourtant facile à établir; en soustrayant de ces chiffres les valeurs retenues au tableau 8, on retrouvera celles du tableau 40 du texte principal (révisé).

B — Production d'électricité à partir de combustibles « substituables »

Compte tenu de la tranche confiée aux combustibles «non substituables» (tableau 9, colonne B) voici quelle sera la part de production d'électricité à couvrir à partir de combustibles «substituables».

Tableau 10 — Production d'électricité à partir de combustibles « substituables » (situation d'ensemble)

Pays	1965	1970	1975
1) <i>Production brute</i> (en TWh)			
Allemagne (R.F.)	71,2	115,0	166,1
Belgique	8,1	14,5	21,5
France	42,1	73,9	114,7
Italie	25,7	53,3	74,0
Luxembourg	0,2	0,3	0,3
Pays-Bas	21,5	31,5	43,5
Communauté	168,8	288,5	420,1
2) <i>Consommation de combustibles pour l'input d'électricité</i> ⁽¹⁾ (en millions de tec)			
Allemagne (R.F.)	25,0	38,6	55,0
Belgique	2,8	4,8	7,1
France	14,3	23,7	36,2
Italie	8,6	17,0	23,4
Luxembourg	0,1	0,1	0,1
Pays-Bas	7,5	10,6	14,4
Communauté	58,3	94,8	136,2
3) <i>Consommation de combustibles pour la consommation totale des centrales</i> ⁽²⁾			
Allemagne (R.F.)	28,5	42,8	57,9
Belgique	3,1	5,1	7,3
France	15,1	25,2	37,4
Italie	10,0	18,9	24,8
Luxembourg	0,1	0,1	0,1
Pays-Bas	7,4	10,3	13,6
Communauté	64,2	102,5	141,1

⁽¹⁾ Correspond à la série B des tableaux 5 et 9.

⁽²⁾ Correspond à la série A du tableau 5. Moyennant l'addition des chiffres relatifs aux centrales minières, on retrouvera, pour 1970, les données du tableau 44 du texte principal.

Dans une première tentative de ventilation des combustibles, le document principal (partant des prévisions en matière de consommation brute d'électricité et de consommation spécifique de chaleur) fait état des hypothèses extrêmes à l'intérieur desquelles doivent se placer les catégories de combustibles destinées à alimenter cette tranche de la production thermique pour les années 1970 et 1975 (les données relatives à l'année 1965 ayant été estimées sur la base des connaissances actuelles en matière d'investissements, contrats d'achat, etc. — voir également page 502 et tableau 12, page 503).

Ainsi, on peut imaginer qu'à partir de l'année 1965 toutes les nouvelles centrales à installer dans la Communauté ne brûleraient alternativement

- que des hydrocarbures (d'où branche minimum pour le charbon),
- que du charbon (d'où branche maximum pour celui-ci, charbon d'importation compris).

Ceci nous conduirait à envisager les fourchettes de substitution suivantes :

Tableau 11 — Les fourchettes maximales des combustibles « substituables » dans les centrales thermiques de la Communauté (en millions de tec)

	1965	1970	1975
Consommation totale de combustibles	58,3	94,8	136,2
dont : a) houille (minimum)	37,6	37,6	37,6
hydrocarbures	20,7	57,2	98,6
(indice)	(100)	(276)	(476)
b) houille (maximum)	37,6	74,1	115,5
(indice)	(100)	(197)	(307)
hydrocarbures	20,7	20,7	20,7

Il apparaît clairement qu'il s'agit d'un cas théorique et que par les considérations qui vont suivre, on doit s'efforcer de mettre en évidence les facteurs susceptibles de réduire cette fourchette très large; en réalité, ceux-ci entrent en ligne de compte toutes les fois qu'il s'agit de faire le choix du combustible pour une centrale donnée. Les principaux de ces facteurs sont examinés ci-après.

1. *Le coût du capital*

A conditions d'intérêt et d'amortissement équivalentes, le coût du capital est déterminé par celui de l'investissement (dollars par kW de puissance installée). Il existe des écarts relativement importants dans le coût des investissements du fait de conditions locales parfois très différentes. En supposant que ces conditions de même que le facteur de la charge soient comparables, le coût de l'investissement devient fonction de la grandeur de l'unité, des caractéristiques techniques de la centrale et de la nature du combustible. Les deux

premiers facteurs ont été examinés précédemment en raison de leur incidence sur la consommation spécifique, le troisième étant celui qu'il y a lieu d'analyser ici.

Suivant une récente enquête américaine ⁽¹⁾ portant sur un certain nombre de centrales représentatives, on arrive à la conclusion que l'influence du combustible sur l'investissement spécifique place les centrales au gaz bien au-dessous de la moyenne (de 20 à 40 %), celles au charbon et au pétrole dépassant au contraire celle-ci dans des proportions plus fortes pour le premier de ces combustibles. De source allemande il apparaît que la relation entre coût spécifique d'investissement et nature du combustible (en prenant pour référence une centrale au charbon de 2×150 MW) se traduit par les indices suivants :

Catégorie de combustible	Indice du coût spécifique des investissements
Charbon (de qualité)	100
Lignite et produits secondaires du charbon ⁽¹⁾	105 — 110
Fuel oil	87 — 90
Gaz naturel	82 — 85
Équipement bivalent (100 % charbon/100 % fuel-oil)	102 — 103

⁽¹⁾ On pourrait retenir le chiffre plus bas de la fourchette si le pouvoir calorifique moyen des bas-produits est relativement élevé (environ 5.500 kcal/kg).

Sur la base du prix des matériaux et des salaires actuels, le coût spécifique de l'investissement de la centrale de référence peut être estimé à environ 150 dollars par kW installé, ce coût incluant toutes les charges financières inhérentes à la construction d'une nouvelle centrale.

2. Le coût d'exploitation

Le coût d'exploitation comprend essentiellement les frais d'entretien et les dépenses pour réparations de même que les frais de personnel.

Il ne semble guère possible de fixer une relation entre type d'équipement et importance des frais d'entretien et de réparations. En général, la part relative de ces frais sera un peu plus élevée au cours des deux premières et deux dernières années de service de la centrale, tout comme elle est quelque peu plus importante dans les installations très modernes que dans les installations plus anciennes.

⁽¹⁾ Voir note bibliographique 3.

En ce qui concerne le coût des effectifs, on compte arriver à de sérieuses économies avec l'installation d'unités de plus en plus grandes et en recourant à l'automatisation. Mais ces avantages semblent devoir être perdus en majeure partie avec la hausse des salaires. Alors que, il y a 20 ans, l'effectif moyen était de 2 à 3 hommes par MW de puissance effective, bon nombre de centrales emploient aujourd'hui beaucoup moins d'un homme pour une telle puissance.

Une fois de plus l'enquête américaine précédemment évoquée fait état des valeurs moyennes suivantes ⁽¹⁾ :

- 1950 : homme par MW de puissance effective 0,71
- 1955 : homme par MW de puissance effective 0,37
- 1960 : homme par MW de puissance effective 0,306

Sans doute y aura-t-il ici également, selon les cas, des écarts importants. Le nombre du personnel de service dépend essentiellement de la nature du combustible utilisé et du degré d'automatisation de la centrale. Ainsi par exemple les centrales au charbon ont besoin de 1,5 à 2,5 fois plus de personnel de service et d'entretien que les centrales alimentées au gaz ou au fuel.

3. *Le coût du transport du combustible ou du courant électrique*

A la question de savoir s'il y a avantage économique à transporter du courant électrique du lieu de production au centre de consommation ou bien à produire celui-ci sur le lieu de consommation en y transportant le combustible nécessaire par des moyens de transport mécaniques, il n'est guère possible de donner une réponse absolue, ni dans un sens ni dans l'autre. Les situations objectives de départ et les conditions réelles d'exploitation peuvent être en effet fort différentes et intervenir dans une très large gamme de dosages.

Dans le cas du transport du courant électrique il y a lieu de distinguer entre deux systèmes principaux :

- le transport par réseau à « utilisation multiple »,
- le transport par réseau à « transport orienté » ⁽²⁾.

Pour une confrontation avec les moyens de transport mécaniques il y a lieu de retenir pour un premier examen le transport « orienté ». Dans l'évolution du coût de ce dernier, quatre facteurs doivent être retenus :

⁽¹⁾ A titre de comparaison les effectifs des centrales thermiques d'E.D.F. sont actuellement encore de l'ordre d'environ 0,8 homme par MW de puissance effective, bien que la centrale la plus récente de Champagne-sur-Oise fonctionne sur la base de 0,39 homme par MW. Pour l'ensemble des centrales thermiques françaises on prévoit que d'ici 1975 l'effectif sera d'environ 0,26 homme par MW (voir note bibliographique 6).

⁽²⁾ On appelle : — transport par réseau à « utilisation multiple » celui qui est fait par un réseau d'interconnexion fortement maillé dont la plupart du temps les lignes sont employées à différents usages ; — « transport orienté » celui qui s'effectue d'une façon continue et qui n'a lieu pratiquement que dans une direction bien déterminée à des distances variables.

- coût spécifique de construction de la ligne,
- degré d'utilisation de la ligne,
- distance à parcourir,
- évaluation des pertes.

— Les coûts kilométriques de construction d'une ligne de haute tension pour une tension donnée peuvent être très variables en raison du tracé (le kilomètre de ligne coûte environ deux fois plus en montagne qu'en plaine) et des dépenses en personnel. On ne peut donc indiquer ci-après que des chiffres de coûts moyens de construction. En Allemagne, par exemple, on compte pour une ligne double de 380 kV (deux systèmes de chacun 600 MW de puissance transportée) un coût approximatif de 67.500 à 70.000 dollars au km. A ces chiffres il y a lieu d'ajouter le coût résultant de la transformation au départ et à l'arrivée, soit 12,5 à 15 millions de dollars environ.

Sur la base de telles données et en fixant à 40 ans la durée d'amortissement de la ligne, le coût annuel peut être estimé comme suit :

Rémunération des capitaux investis (y compris amortissement)	6,5 à 7,5 %
Impôts	2 à 2,5 %
Entretien	2 à 3 %
Au total donc environ	12 à 13 %

Quant aux postes de transformation pour lesquels on estime la durée d'amortissement à 20 - 25 ans, les frais annuels peuvent être évalués à environ 14 à 15 %

Pour le coût d'une ligne de 500 kV ou plus que l'on pourrait imaginer devoir construire dans l'avenir, on se voit obligé de recourir, faute d'indications suffisantes et avec toutes les réserves qui s'imposent, à la dégression des coûts extrapolables d'une courbe établie sur les données existantes.

— Étant donné que dans les frais d'exploitation d'une ligne la partie du coût fixe est de loin prépondérante (importance des investissements), le degré d'utilisation de celle-ci est essentiel.

— Le coût du transport peut être considéré comme une fonction linéaire de la distance dans la mesure où la tension de transport est limitée à 110-220 kV. En effet, qu'il s'agisse d'implanter une centrale à distance (c'est-à-dire nécessitant le transport) ou à proximité du lieu de consommation, l'opération de survoltage et de réduction successive est techniquement nécessaire dans les deux cas pour parvenir à la distribution. Par contre, lorsque la distance à parcourir devient d'une certaine importance, la nécessité de devoir faire appel à des tensions plus élevées introduit l'obligation de recourir à une opération de transformation additionnelle; dans ce cas, le coût du transport (investissements et entretien) en est affecté.

— Les pertes dues à l'effet Joule sur une ligne à haute tension sont proportionnelles à la résistance électrique de la ligne et au carré de l'intensité du courant. Du point de vue économique, cette perte de puissance grèvera

différemment le coût à l'arrivée selon qu'il s'agit d'une énergie produite à bon marché ou du cas contraire.

En prenant maintenant en considération deux centrales de puissance et caractéristiques techniques identiques (par exemple avec une consommation spécifique de 2.500 kcal/kWh), l'une éloignée du lieu de consommation et l'autre située dans cette région, on peut parvenir à construire le diagramme suivant (graphique 2) sous les conditions ci-après mentionnées :

- tensions d'utilisation respectivement de 220 et 380 kV;
- heures d'utilisation respectivement pour chaque cas de 4.000 et 6.000 heures par an (transport orienté);
- charbons utilisés respectivement à 7.500 et 6.000 kcal/kg;
- prix départ mine du charbon évalué à 2 dollars/Gcal;
- transports par chemin de fer bénéficiant de conditions et de tarifs spéciaux (en Allemagne, par exemple : 6 B 90);
- transports par voie fluviale (sur le Rhin) bénéficiant également des conditions spéciales actuelles;
- transports de pétrole et de gaz par canalisation estimés sur la base de 25 cents U.S. les 100 km pour le pétrole et de 75 cents U.S. pour le gaz exprimé en équivalent pétrole;
- transports de lignite et bas-produits à bas pouvoir calorifique non retenus en raison de la charge élevée du transport mécanique.

Le point d'intersection des courbes représentatives des coûts de transport par chemin de fer et par ligne électrique donne les distances où les deux transports s'équilibrent, c'est-à-dire qu'il fixe la limite à partir de laquelle pour les distances inférieures il convient de transporter l'électricité et pour les distances supérieures le combustible sur le lieu de transformation.

On voit également comment, à parité de qualité de charbon, les distances sont croissantes avec l'augmentation de la tension et le nombre d'heures d'utilisation de la ligne.

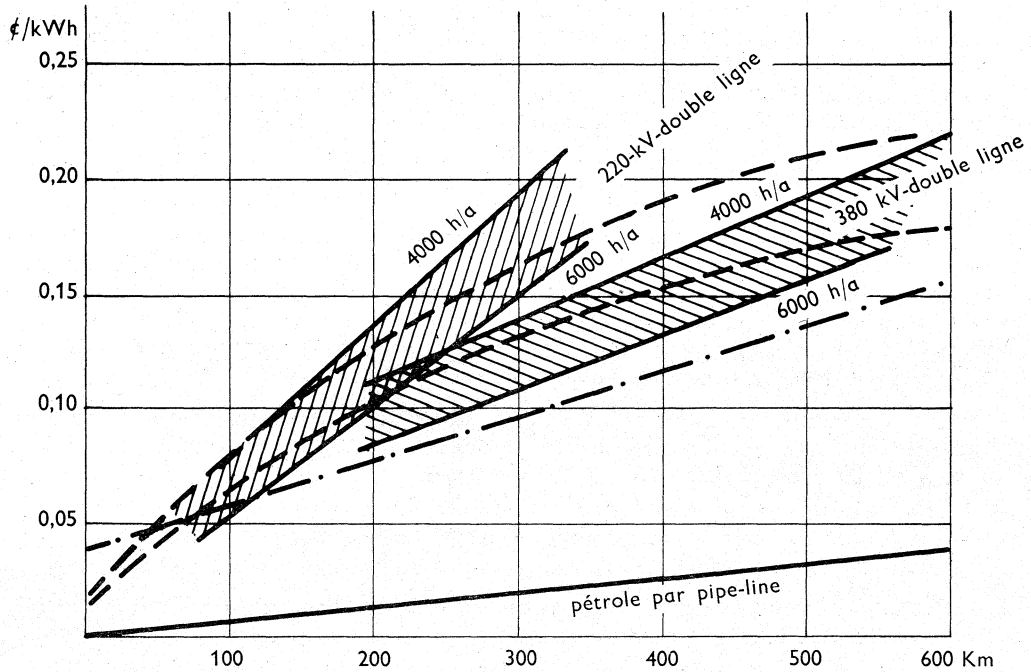
En appliquant au diagramme les considérations faites à propos des pertes en ligne, on constate qu'un charbon rendu centrale à un prix très bas favorise le transport par ligne. En effet, pour une distance donnée et à caractéristiques déterminées de la ligne, la «perte Joule» étant physiquement la même, sa valeur économique dépend uniquement du coût du kWh à la centrale, c'est-à-dire de l'incidence prépondérante du coût du combustible. Dans le transport par voie mécanique, cet élément n'intervient pas dans le coût du transport qui dépend du tonnage transporté.

De l'observation des autres courbes, notamment celles concernant les transports par eau et plus particulièrement par pipelines, il résulte que le transport par ligne se trouve fortement handicapé par rapport à la voie d'eau et totalement exclu face aux pipes. Quant à la possibilité de disposer du fuel par le truchement de ces dernières, même dans les régions les plus continentales de la

Graphique 2

Coût de transport du courant électrique par lignes à haute tension, comparé au coût de transport du charbon par voie ferrée et fluviale et de pétrole par pipe-line

(les valeurs sont basées sur les conditions existant actuellement en Allemagne (R.F.) et se rapportent uniquement au transport « orienté »)



Remarque : B₁ = transport par fer (selon 6B90) de charbon de qualité (7500 kcal/kg)
 B₂ = transport par fer pour produits secondaires (6000 kcal/kg)
 C = transport par bateau (en remontant le Rhin) de charbon de qualité

Communauté, il suffit de souligner que le développement attendu du réseau de pipes dictera l'emplacement des futures raffineries.

L'ensemble de ces considérations constituant essentiellement des points de repère, il est cependant nécessaire de procéder à un examen approfondi de chaque cas.

Comme on l'a déjà dit, pour une tension supérieure à 380 kV (maximum retenu dans le diagramme) par exemple 500 kV, on peut se faire une idée du coût du transport par l'extrapolation de la courbe relative aux données concernant les tensions d'exploitation actuelles et en supposant pour ce cas une utilisation de 6.000 heures par an.

4. *Le coût du combustible rendu centrale*

Si les trois facteurs que l'on vient d'examiner influencent d'une façon déterminante le choix des combustibles, il y a lieu de rappeler qu'il existe également des liens entre ceux-ci, les caractéristiques techniques de la centrale et son degré d'utilisation. En résumé, compte tenu des conditions en vigueur actuellement en Europe, le coût des combustibles intervient en moyenne à raison de 50 à 60 % dans le prix de revient du kWh.

Dans l'«enquête énergie» allemande, évaluant la part relative des combustibles intervenant dans le coût de production du kWh thermique, il est fait état pour 1959 des valeurs moyennes suivantes :

- environ 40 % dans les centrales au lignite,
- environ 56 % dans les anciennes centrales au charbon,
- environ 54 % dans les récentes centrales au charbon.

Dans son rapport annuel de la production thermique, E.D.F. évalue pour l'année 1962 la part des combustibles à 52,5 % du prix de revient du kWh, le prix moyen de la calorie étant de 10,15 F/Gcal ou 2,06 dollars/Gcal pour l'ensemble des combustibles livrés (le coût moyen de la calorie du charbon français étant estimé à 2,35 dollars/Gcal, celui du fuel à 2,12 dollars/Gcal).

Une confrontation de ces chiffres avec ceux dont on dispose d'autre part pour les États-Unis ne manque pas d'intérêt. Pour les centrales thermiques reprises dans l'enquête mentionnée antérieurement, on trouve les valeurs suivantes :

Année	Part relative du coût des combustibles dans le prix de revient du kWh
1950	33 %
1955	38 %
1960	42 %

En 1960, les coûts de la calorie rendue centrale ont été aux États-Unis en moyenne de :

1,03 dollar/Gcal pour le charbon,
1,36 dollar/Gcal pour le fuel-oil,
0,97 dollar/Gcal pour le gaz naturel.

Étant donné que l'ensemble des besoins de combustibles des centrales thermiques se répartit à raison d'environ 68 % de charbon, 7 % de fuel-oil et 25 % de gaz naturel, le prix moyen de la calorie s'élève à 1,04 dollar/Gcal, c'est-à-dire un peu moins de la moitié de la valeur estimée pour la Communauté. Une telle valeur moyenne aux États-Unis résulte cependant de valeurs régionales très différentes : par exemple pour les régions du Sud-Ouest riches en gaz naturel à peine 0,7 dollar/Gcal ; dans les États de New England éloignés de tous gisements miniers environ 1,4 dollar/Gcal.

5. Ventilation des besoins de combustibles «substituables» (données de départ)

Afin de s'approcher davantage de la phase qui essaie d'isoler le charbon (en particulier le charbon communautaire) des autres énergies, on a d'abord

Tableau 12 — Ventilation des besoins de combustibles « substituables » (houille et hydrocarbures) (en millions de tec et en %)

Pays	1960		1961		1965	
	tec	%	tec	%	tec	%
Total						
Allemagne (R.F.)	18,5	100	20,2	100	25,0	100
Belgique	2,3	100	2,4	100	2,8	100
France	7,3	100	9,1	100	14,3	100
Italie	2,6	100	5,1	100	8,6	100
Luxembourg	0	—	0	—	0,1	100
Pays-Bas	5,5	100	5,7	100	7,5	100
Communauté	36,2	100	42,5	100	58,3	100
1. Houille						
Allemagne (R.F.)	17,3	93,5	18,4	91,1	20,9	83,6
Belgique	1,6	69,5	1,5	62,5	1,5	53,6
France	5,0	68,5	6,0	65,9	8,7	60,8
Italie	0,6	23,1	1,0	19,6	1,2	14,0
Luxembourg	0	—	0	—	0	0
Pays-Bas	4,2	76,4	4,4	77,2	5,3	70,7
Communauté	28,7	79,3	31,3	73,6	37,6	64,5
2. Hydrocarbures (fuel-oil et gaz naturel)						
Allemagne (R.F.)	1,2	6,5	1,8	8,9	4,1	16,4
Belgique	0,7	30,5	0,9	37,5	1,3	46,4
France	2,3	31,5	3,1	34,1	5,6	39,2
Italie	2,0	76,9	4,1	80,4	7,4	86,0
Luxembourg	0	—	0	—	0,1	100,0
Pays-Bas	1,3	23,6	1,3	22,8	2,2	29,3
Communauté	7,5	20,7	11,2	26,4	20,7	35,5

jugé utile de présenter ci-après la plus récente situation de départ (année 1960-1961) existant en matière de ventilation de combustibles; à celle-ci on a ajouté, sur la base des connaissances en matière d'investissement, de contrats, etc., une estimation pour l'année 1965.

En ce qui concerne la houille, une telle ventilation mérite cependant d'être affinée en évaluant (à défaut d'éléments statistiques précis) la part du charbon en provenance des pays tiers. En 1960, environ 10 % des besoins totaux de houille des centrales thermiques de la Communauté étaient de cette origine. Alors que la production thermique française ne recourait pratiquement pas au charbon des pays tiers, l'Italie et les Pays-Bas y faisaient appel à raison de respectivement 60 % et 40 %. En Allemagne, la part peut être estimée à environ 15 % et en Belgique à un peu plus de 5 %.

6. Essai d'application des critères influençant le choix des combustibles

Malgré l'état sommaire des données et tout en tenant compte que la politique adoptée par les différents gouvernements est loin d'être comparable, l'examen de l'évolution par pays révèle l'incidence variable du facteur géographique dont les effets se répercutent sur le prix des divers combustibles rendu centrale.

Pour les années à venir (1970-1975), le raisonnement appliqué et les résultats obtenus par le document principal lors de l'examen de la compétitivité du charbon vapeur communautaire restent valables également pour l'approvisionnement des centrales par rapport aux sources d'importation (voir chapitre 14, section 2, point b). Les modifications des tonnages pouvant intervenir du fait d'une localisation plus exacte des besoins des centrales par rapport à la production des mines, de l'existence des liens d'entreprises, etc., ne semblent pas devoir changer radicalement la situation qui assigne à la plupart des bassins de la Communauté un débouché ne s'éloignant pas des régions minières.

Le seul cas d'exception important est celui de la Ruhr pour lequel on a étudié les chances d'écoulement qui, dans une situation comparable, s'offrent au charbon de ce bassin par rapport à celles du fuel oil (pour ce combustible, on s'est placé dans le contexte géographique des prochaines années alors que les pipes de brut pour les raffineries de l'intérieur parcourront le pays du Nord au Sud, le brut remontant du Sud bénéficiant d'un différentiel de prix d'environ 1,5 dollar/t à 2 dollar/t).

Pour l'analyse du cas susmentionné on est parti de l'hypothèse que dans la région Nordrhein-Westfalen on parviendrait, à long terme, à une situation de parité de prix entre la calorie charbon et la calorie fuel; ensuite on a pris en compte, selon les alternatives plus vraisemblables, tous les facteurs du coût (notamment charges de l'investissement, de l'exploitation, du combustible rendu centrale, c'est-à-dire transport compris) qui entrent dans le prix de revient du kWh.

C'est ainsi que, successivement, ont été examinés les cas suivants :

- la centrale serait alimentée seulement au charbon, au fuel ou outillée pour brûler deux combustibles (dual firing) dans des proportions diverses;
- le transport s'effectuerait par chemin de fer, par bateau, par pipeline ou se réaliserait, après transformation du combustible en courant par lignes électriques à une distance de 200 km.

Les différences dans le coût du kWh résultant de l'application de ces divers cas ont été exprimées sous forme d'aide qu'il faudrait donner à la tonne de charbon communautaire pour que son utilisateur puisse annuler par un tel biais les charges additionnelles résultant de ce choix (voir exemple de calcul au tableau 13).

Pour permettre une confrontation valable, on a admis que :

- 1^o Dans les trois cas susmentionnés, les centrales ont les mêmes caractéristiques techniques de pression et de température et une consommation spécifique de l'ordre de 2.300 kcal/kWh brut;
- 2^o Leur degré d'utilisation est à la fois de 0,5 (4.400 heures par an) ou de 0,7 (6.000 heures par an);
- 3^o Le coût d'investissement variable selon le combustible est le suivant :
 - centrale au charbon 150 dollars/kW
 - centrale au fuel 132 dollars/kW
 - centrale bivalente 155 dollars/kW

Pour le calcul de l'amortissement, on a tenu compte des conditions existant sur le marché des capitaux en Allemagne (6,5 à 7 % d'intérêt, durée d'amortissement 17 ans), tous les impôts et assurances aussi bien que la charge du capital se traduisant par une annuité de l'ordre de 13 %. Dans le but de vérifier l'incidence d'une réduction de la charge annuelle, on a répété le calcul avec une annuité de 10 %.

- 4^o Le coût du transport varierait selon les modes de transport décrits ci-après :
 - pour les chemins de fer, les tarifs allemands AT 6 B 90 pour des rames de 900 tonnes moins 8,6 % de subvention;
 - pour les frets fluviaux, ceux appliqués pour la remontée du Rhin, frais de chargement compris, mais déduction faite de 8,6 % de subvention;
 - pour les transports par pipeline : 0,25 U.S. dollar/tonne par 100 km;
 - pour les transports par ligne électrique, le coût d'utilisation du réseau pour un transport orienté tel qu'il découle du diagramme de la page 501 d'après la tension de 220 kV pour des distances non importantes (environ 150 km) et la tension de 380 kV pour des distances supérieures. Étant donné que dans la pratique il s'avère possible de réserver pour un temps limité (4.400 heures) une partie du réseau à l'«utilisation mul-

tiple», le coût du transport du courant est dans ce cas d'environ la moitié du transport «orienté». L'expérience du réseau allemand qui utilise d'une façon variée les deux types de transport permet de retenir comme moyenne valable approximativement le chiffre de 0,025 U.S. cents/kWh pour 100 km.

Il y a lieu de noter que la mise en application d'un tel schéma pour l'avenir est assujettie à un certain nombre de limitations en raison principalement de la nécessité de recourir à des cas aussi simples que possible.

La réalité est en effet plus complexe et, pour ne citer que quelques exemples, on doit rappeler que :

- 1° La présence plus au sud du bassin de la Ruhr du charbon de la Sarre peut introduire des corrections de quelque importance au schéma;
- 2° Il existe actuellement des différences non négligeables dans les tarifs des différents moyens de transport pour lesquels une harmonisation pourrait intervenir;
- 3° Il y a moyen de combiner plusieurs conditions de transport (par exemple par bateau et par fer);
- 4° Lors de la détermination exacte du coût du transport du kWh, on doit tenir compte des conditions du réseau et surtout des changements continus des conditions de la charge;
- 5° Selon le cas, la nécessité de constituer des puissances de réserve aussi bien à la production qu'au transport comporte des implications différentes sur les coûts, etc.

Malgré ces réserves, deux points semblent ressortir clairement de l'analyse :

— Malgré l'hypothèse de la parité des prix à la calorie brute entre charbon produit sur place et pétrole importé dans la région minière, le coût du kWh produit dans les centrales au seul charbon est supérieur à celui provenant des centrales au fuel à cause de la charge plus élevée de l'investissement et de l'exploitation. La différence entre ces deux coûts ne fait que s'accroître au fur et à mesure qu'on est obligé de construire des centrales plus éloignées de la région minière pour rencontrer la demande d'électricité. Dans ce cas, l'incidence du coût du transport par pipe est de loin inférieure à celle des autres moyens de transport mécaniques. L'aide donnée aux centrales qui s'engageraient à consommer exclusivement du charbon en compensation des frais occasionnés par leur choix se place aux environs de 2 dollars/tec dans la région Nordrhein-Westfalen et jusqu'à 7-8 dollars/tec dans la région bavaroise.

— Si la confrontation des coûts du kWh produit dans les conditions citées ci-dessus amène à des résultats clairs et nettement défavorables aux centrales au charbon, il y a lieu de souligner que cette confrontation est trop simple pour pouvoir donner entière satisfaction. En effet, d'une part, la sécurité physique de l'approvisionnement et la nécessité de la part des producteurs d'électricité de garder dans leurs mains une certaine capacité contractuelle vis-à-vis des vendeurs de combustibles (sécurité économique) sont appelées à jouer un rôle

fondamental. D'autre part, le choix de l'investissement ne se fera pas toujours et partout entre centrale au seul charbon et centrale au seul fuel mais souvent entre centrale au charbon et centrale mixte, les variantes possibles étant à mettre en relation avec la structure de la production électrique, l'importance du réseau d'interconnexion, le poids des combustibles importés par rapport aux besoins totaux du pays, etc. Dans une telle éventualité, la différence entre les coûts en confrontation tend à se réduire fortement pour s'annuler ou presque dans un rayon de 100 à 250 km dans le cas où on transporterait l'énergie électrique par ligne à haute tension à utilisation multiple.

Ces considérations semblent indiquer la voie par laquelle on peut parvenir, sous les conditions de départ, à délimiter approximativement les zones dans lesquelles on serait amené à brûler l'un ou l'autre combustible en cause. Variant ces conditions, on changera le débouché et on connaîtra en même temps la charge que l'opération comporte.

Tableau 13 — Essai d'une comparaison du coût du kWh dans différents types de centrales (au charbon, au fuel, au charbon ou au fuel)
 Base : 2×150 MW; 2,300 kcal/kWh brut; service du capital (intérêts, amortissements, assurance et impôts).
 Facteurs d'annuité : 13 % ou 10 % (*)

	Exemple I Centrale au charbon uniquement		Exemple II Centrale au fuel uniquement		Exemple III Centrale « mixte »			
					100 % charbon		100 % fuel	
Coût d'investissement	150 \$/kW installé		132 \$/kW installé		155 \$/kW installé			
Service annuel du capital	19,5/15,0 \$/kW		17,2/13,2 \$/kW		20,2/15,5 \$/kW			
Taux d'utilisation annuel	0,5	0,7	0,5	0,7	0,5	0,7	0,5	0,7
Prix de revient du courant électrique sans coûts des combustibles en kWh								
Coût du capital, etc.	0,445/0,34	0,32/0,245	0,39/0,3	0,28/0,215	0,46/0,35	0,33/0,25	0,46/0,35	0,33/0,25
Frais d'exploitation	0,16	0,145	0,14	0,125	0,165	0,155	0,165	0,155
Total	0,605/0,50	0,645/0,39	0,53/0,44	0,405/0,34	0,625/0,515	0,485/0,405	0,625/0,515	0,485/0,405
A — Production départ bassin de la Ruhr avec égalité de prix de la calorie: 2,0 \$/Gcal, c.à.d. 14 \$/tec								
Prix des combustibles en cents/kWh	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Total prix de revient en cents/kWh	1,065/0,96	0,925/0,85	0,99/0,90	0,865/0,80	1,085/0,975	0,945/0,865	1,085/0,975	0,945/0,865
Différence de prix du charbon en vue de l'égalité des coûts en \$/tec	2,3/1,8	1,8/1,5						
B — Distance 200 km de A — Accroissement des coûts en kWh								
Transport	(C) (F) (P) (E ¹) (E ^m)	+ 0,119 + 0,076 + 0,10 + 0,05	+ 0,119 + 0,076 + 0,08 —	+ 0,012 	+ 0,012 	+ 0,119 + 0,076 	+ 0,012 + 0,10 + 0,05	+ 0,012 + 0,08 —
Différence du prix du charbon en \$/tec	(C) (F) (E ¹) (E ^m)	5,5/5,1 4,2/3,8 4,95/4,5 3,4/3,0	5,1/4,8 3,8/3,5 3,9/3,6 —			3,25 1,95 	2,1/2,2 0,55/0,7	1,5/1,6 —

(*) L'adoption en alternative de 13 % ou 10 % d'annuité dans le calcul de l'incidence du capital comporte deux valeurs finales.

(C) = chemin de fer.

(F) = voie fluviale.

(P) = pipeline.

(E¹) = transport électrique, transport orienté.

(E^m) = transport électrique, utilisation multiple.

ANNEXE 9

Évolution des coûts de production du charbon de la Communauté

SOMMAIRE

<i>Introduction</i>	513
<i>Section I: DÉLIMITATION DE L'ÉTUDE ET COMPARABILITÉ DES DONNÉES</i>	514
<i>Section II: MÉTHODES ET HYPOTHÈSES ADOPTÉES POUR LA PRÉVISION DE L'ÉVOLUTION FUTURE DES COÛTS</i>	517
A — Niveau général des prix constant.....	517
B — Évolution des revenus du travail dans les charbonnages	518
C — Coûts du matériel et coûts théoriques	519
D — Accroissement du rendement et incidence sur les coûts	520
E — Prévisions relatives aux coûts	522
1. Définition de la notion de « prix de revient »	522
2. Méthode de calcul des prévisions de coûts	524
F — Interprétation des résultats	525

Introduction

La présente étude a pour objet de préciser à quelles conditions le charbon des divers bassins de la Communauté a été offert pendant une année de référence (en général 1960) et comment les conditions de cette offre varieront à l'avenir. Il s'agit plus précisément de chiffrer les coûts marginaux des bassins de la Communauté pour divers tonnages extraits et d'en dégager une ou plusieurs courbes d'offre à exprimer en quantités et en valeurs.

En l'état actuel de nos connaissances, nous ne pouvons donner d'indications sûres qu'en formulant des réserves importantes. Il semble cependant possible, en partant d'une série d'hypothèses, d'établir pour les divers bassins des courbes d'offre qui représenteront à tout le moins la tendance de l'évolution probable. Chacune de ces courbes indique, pour chaque tonnage extrait, les coûts du siège marginal correspondant; en d'autres termes, pour chaque niveau de coûts, on détermine le tonnage extrait correspondant, en considérant que les coûts de l'entreprise travaillant de la manière la plus onéreuse s'établissent exactement à ce niveau.

Le texte suivant traite des prévisions relatives aux coûts dans les bassins de la Communauté, du point de vue de leur rapport fonctionnel avec les tonnages extraits. Ce rapport fonctionnel est exprimé par des courbes d'offre pour différentes années de référence.

L'établissement de telles courbes d'offre exige que l'on se mette d'accord sur la préparation et la comparabilité des éléments statistiques de base, sur les méthodes à appliquer, et enfin sur les hypothèses sur lesquelles se fonde la projection. Les courbes de l'offre pour l'année 1965 ont été établies par des experts des organisations d'entreprises de l'industrie charbonnière, sur la base des hypothèses établies par la Haute Autorité, en collaboration avec eux. A l'exception des bassins français, les courbes de l'offre pour l'année 1975 ont été calculées par ces experts sur la base des hypothèses établies par les services de la Haute Autorité.

Tous les calculs ont été effectués en monnaies nationales, respectivement en unités de compte A.M.E. par tonne de production, après conversion aux taux de change en vigueur au 1^{er} avril 1961. Les bas-produits sont pris en considération pour leur tonnage réel.

Section I

Délimitation de l'étude et comparabilité des données

Chaque bassin de la Communauté, et plus souvent encore chaque siège d'extraction, produit plusieurs catégories et sortes de charbons, destinées à des utilisations diverses et soumises, par conséquent, à des conditions d'écoulement et de concurrence différentes. C'est pourquoi il convient d'examiner si et dans quelle mesure on peut exprimer cette diversité de la position concurrentielle des sièges, suivant les différentes catégories et sortes de charbons qu'ils produisent, dans des courbes d'offre afférentes à chaque bassin.

On est d'accord pour ne pas englober dans l'étude le charbon domestique au sens restreint, c'est-à-dire la production des mines d'antracite, dont les ventes se font sur un marché très particulier.

Les autres catégories de charbon seront utilement subdivisées en charbon à coke d'une part, en charbon industriel ou à vapeur d'autre part. A ce sujet, il convenait de décider si cette subdivision serait réalisée d'après l'utilisation effective ou d'après les propriétés du charbon. Pour un exposé de la situation concurrentielle actuelle, la préférence doit être donnée à une subdivision opérée d'après l'utilisation effective, car cette dernière est fonction de la situation du marché. Toutefois, la détermination des conditions futures de l'offre exige une description de la structure de la production des bassins de la Communauté et, par conséquent, une subdivision d'après les propriétés du charbon, de manière à faire ressortir les disponibilités futures en charbon à coke d'une part, en charbon industriel ou à vapeur d'autre part. Il convient donc d'effectuer une répartition des sièges suivant la structure de leur extraction.

Un siège d'extraction qui produit à la fois du charbon à coke et du charbon industriel ne peut être classé, du point de vue des coûts, que dans l'un ou l'autre des deux groupes correspondants. On peut adopter la solution consistant à classer chaque siège dans l'un ou l'autre groupe, selon la catégorie de charbon qu'il extrait en plus grande quantité. Toutefois, pour les bassins allemands cette méthode n'a pas été adoptée car, de l'avis des experts allemands, une ventilation de la production selon sa destination est pratiquement impossible ⁽¹⁾. Pour assurer cependant la comparabilité des données avec

⁽¹⁾ Il peut être exact que la répartition en charbon à coke et charbon industriel laisse parfois place à l'arbitraire. Néanmoins, il a fallu s'accommoder d'imperfections car la situation du marché pour le charbon à coke et le charbon industriel doit être étudiée séparément du fait des conditions différentes de la concurrence qui prévalent sur les deux marchés.

celles des autres bassins, les services de la Haute Autorité ont appliqué une méthode d'imputation d'après laquelle un tiers de l'extraction des bassins allemands incluse dans l'étude est considéré comme charbon industriel et deux tiers comme charbon à coke. Cette méthode n'affecte vraisemblablement pas de façon sensible la signification des résultats, d'autant plus que l'on peut admettre que la dispersion des coûts est à peu près la même pour les mines produisant du charbon à coke et pour les autres mines.

Les coûts de production des sièges d'extraction ne font pas ressortir les différences de sortes et de qualités à l'intérieur des catégories extraites. Ces différences se traduisent par des valeurs marchandes et, par suite, par des niveaux de prix ou de recettes différents. Des sièges qui produisent à des coûts élevés peuvent avoir une situation financière favorable s'ils obtiennent des recettes relativement fortes pour les sortes et qualités extraites. Le contraire peut se produire pour des sièges ayant des coûts relativement bas. En conséquence, si l'on voulait définir la situation des divers sièges d'extraction dans la courbe de l'offre du bassin uniquement d'après le niveau de ses prix de revient, on obtiendrait une représentation inexacte de leur capacité concurrentielle réelle. Pour donner un tableau plus proche de la réalité, la présente étude corrige les coûts par tonne de production de chaque siège d'extraction de la différence absolue entre ses propres recettes ⁽¹⁾ par tonne et la recette ⁽¹⁾ moyenne du bassin par tonne. On admet que ces différences de recettes traduisent les différences de valeur marchande des qualités et sortes. Un tel calcul ne modifie pas les coûts moyens du bassin, mais peut changer la position des divers sièges d'extraction dans la courbe des coûts.

Pour la projection des coûts, on a admis que les différences existant entre la recette moyenne ⁽¹⁾ du bassin et les recettes ⁽¹⁾ de chaque siège d'extraction pour l'année de référence subsisteront également à l'avenir, en valeur absolue. Les experts n'ignorent pas qu'il s'agit là d'une simple hypothèse de calcul, susceptible d'être démentie par la réalité future.

On trouvera ci-dessous un modèle de calcul selon la méthode décrite.

*Modèle de calcul pour le tracé de la courbe rectifiée de l'offre à partir
de la courbe de dispersion des coûts*

Recette moyenne de tous les sièges d'extraction du bassin	13,50 dollars/t
Coût moyen de tous les sièges d'extraction du bassin	14,00 dollars/t
<hr/>	
Résultats	— 0,50 dollars/t

⁽¹⁾ Calculée(s) sur la base des prix de barème.

Calcul par siège d'extraction (en dollars)

Sièges d'extraction	A	B	C	D	E	Moyenne du bassin
Production annuelle	1 million t	1 million t	1 million t	1 million t	1 million t	5 millions t
Prix de revient par tonne	13,20	13,40	14,10	14,30	15,00	14,00
Recettes par tonne	13,40	13,80	13,50	13,00	13,80	13,50
Profit + ; Perte —	+0,20	+0,40	—0,60	—1,30	—1,20	—0,50
Écarts entre les recettes de la mine et la recette moyenne du bassin	—0,10	+0,30	± 0	—0,50	+0,30	± 0
Prix de revient par tonne (v. ci-dessus)	13,20	13,40	14,10	14,30	15,00	14,00
Courbe de l'offre ⁽¹⁾	13,30	13,10	14,10	14,80	14,70	14,00
Ordre de succession des sièges d'extraction sur la courbe des coûts	A	B	C	D	E	
Ordre de succession des sièges d'extraction sur la courbe de l'offre	B	A	C	E	D	

⁽¹⁾ Par rapport à la recette moyenne du bassin, les écarts en plus diminueront les coûts et les écarts en moins les augmentent. Le calcul des recettes se base sur les prix de barème, compte tenu des rabais normaux, mais sans tenir compte des rabais d'alignement et des frais de vente du charbon.

La méthode décrite permet également d'inclure les bas-produits pour leur poids total dans la production. On peut en effet considérer que la baisse de qualité qu'entraîne une assez forte teneur en cendres et en eau se traduit intégralement par une diminution des recettes. Tous les chiffres du tableau suivant se rapportent en conséquence au calcul tonne pour tonne.

Bassin	Production 1960 calcul t = t	Millions de tonnes		
		inclus dans l'enquête	dont	
			charbon industriel	charbon cokéfiable
Ruhr et Aix-la-Chapelle	127,8	122,0	42,0	80,0
Sarre	16,2	16,2	5,4	10,8
Nord et Pas-de-Calais	28,9	28,5	11,5	17,0
Lorraine	14,7	13,5	8,3	5,2
Campine	9,4	9,6 (1961)	—	9,6
Limbourg	12,8	6,9	—	6,9
Communauté	209,8	196,7	67,2	129,5

L'étude ne porte pas sur les bassins du sud de la Belgique, du Centre-Midi, de Basse-Saxe et de Sulcis. Les deux premiers bassins n'auront plus à l'avenir qu'une importance régionale très limitée, en raison de leurs conditions naturelles difficiles et des coûts d'extraction élevés qui en résultent. La production des bassins de Basse-Saxe et de Sulcis est négligeable.

Pour tous les bassins repris dans l'étude, à l'exception du bassin belge, l'année 1960 a été prise comme année de référence. A cette époque, l'industrie minière belge accusait un nombre très élevé de postes chômeurs; les informations de 1960 relatives aux coûts ne donnent par suite qu'un tableau peu propre à servir de base à une projection. Pour éliminer cet inconvénient, on s'est basé pour ce bassin sur la situation de l'année 1961.

Pour les bassins allemands et néerlandais, il a été tenu compte des modifications apportées le 6 mars 1961 aux cours des changes par rapport au dollar, c'est-à-dire que les coûts de l'année de référence ont été convertis non pas aux taux de change applicables en 1960, mais à ceux en vigueur le 6 mars 1961. Dans la mesure où, dans quelques bassins, des réductions de la durée du travail sont intervenues en 1961, les coûts de l'année de référence ont été rectifiés en conséquence.

Section II

Méthodes et hypothèses adoptées pour la prévision de l'évolution future des coûts

La prévision de l'évolution future des coûts de l'industrie charbonnière repose sur les hypothèses suivantes :

A — Niveau général des prix constant

L'étude aura pour objet l'évolution des coûts et, par conséquent, les tendances à long terme des prix du charbon des divers bassins par rapport à un niveau général constant des prix. En considérant que le niveau général des prix ne varie pas par rapport à la période de référence, on exclut systématiquement toute modification de l'expression monétaire de la valeur des biens, ce qui ne veut pas dire que les rapports de prix entre divers produits ou services restent inchangés. Le progrès technique et, par suite, la productivité suivent un rythme différent dans les diverses branches de l'économie; il en résulte une évolution différente des prix de revient dans les divers secteurs, alors que le

niveau général des prix peut rester constant. Cette hypothèse ne constitue nullement une prise de position à l'égard de l'évolution générale réelle des prix dans les divers pays.

B — Évolution des revenus du travail dans les charbonnages

Dans une industrie comme les charbonnages où les frais de main-d'œuvre et de salaires représentent un pourcentage élevé, l'évolution des coûts est déterminée principalement par deux facteurs, les salaires et le rendement.

Les difficultés de recrutement de main-d'œuvre, dont l'industrie charbonnière souffre déjà depuis des années, ne pourront certes pas être éliminées, mais pourront tout au moins être atténuées s'il n'est pas porté atteinte à la situation privilégiée du mineur dans l'échelle générale des salaires. On doit par conséquent considérer que les revenus du travail dans les charbonnages s'accroîtront pour le moins aussi rapidement que le revenu national par personne active.

Il convient de rappeler expressément qu'il s'agit là d'une hypothèse de travail qui a le mérite de simplifier les calculs et qui correspondra seulement plus ou moins à la réalité. Ce point de vue se fonde, d'une part, sur l'hypothèse que les revenus du travail dans les charbonnages s'orienteront en fonction de la productivité annuelle par personne active pour l'ensemble de l'économie nationale, hypothèse qui, étant donné la désertion massive de main-d'œuvre dont souffrent les mines, ne correspondra sans doute guère à l'évolution effective du revenu. On a, d'autre part, admis, pour simplifier encore considérablement les calculs, que la durée annuelle du travail dans les charbonnages évolue de la même manière que dans l'ensemble de l'économie nationale. Cette seconde hypothèse revêt une grande importance pour la prévision en matière de rendement. Enfin il a été admis que les charges sociales n'augmenteraient pas davantage que les salaires, autrement dit que la relation entre les salaires et les charges sociales resterait inchangée.

Les taux d'accroissement du revenu national (produit national net aux coûts des facteurs) par personne active, qui sont indiqués dans le tableau ci-après, ne correspondent pas exactement, pour la période de 1960-1965 à l'état le plus récent des prévisions du produit national brut dans les pays de la Communauté. Ils offrent toutefois une base suffisamment sûre pour nos calculs.

Le tableau montre que les taux annuels d'accroissement pendant la période 1965-1975 seront à peu près égaux dans tous les pays de la Communauté, la Belgique exceptée.

Évolution du revenu national par personne active

Pays	Évolution de l'indice				Taux d'accroissement annuels en %		
	1960	1965	1970	1975	1960-65	1965-70	1970-75
Allemagne (R.F.)	100,0 —	123,0 100,0	147,6 120,0	178,7 145,3	4,2	3,7	3,9
Belgique	100,0 —	117,0 100,0	137,0 117,1	160,4 137,1	3,2	3,2	3,2
France	100,0 —	124,6 ⁽¹⁾ 100,0	150,9 121,1	182,7 ⁽¹⁾ 146,7	4,5 ⁽¹⁾	3,9	3,9
Pays-Bas	100,0 —	114,8 100,0	137,8 120,0	165,4 144,0	2,8	3,7	3,7

⁽¹⁾ Sur proposition des experts des Charbonnages de France, on a adopté comme base des calculs pour les prévisions relatives à la période 1960-1965 un taux d'accroissement annuel de 4,0 % seulement.

L'indice des salaires qui est à la base des calculs pour les bassins français ressort donc à :

1960 = 100,0

1965 = 121,7 1965 = 100,0

1975 = 178,5 1975 = 146,7

C — Coûts du matériel et coûts théoriques

Pour les calculs prévisionnels de coûts, on a admis que la somme de frais de matériel, à la tonne, restera au niveau de 1960. Ceci n'exclut pas que les prix des divers matériels et biens d'investissement soient susceptibles de suivre une évolution différente et que les frais de matériel puissent présenter à l'avenir une structure autre que celle de l'année de référence, tant en raison des variations dans les quantités consommées que par suite de modifications dans les relations de prix. C'est ainsi que la composition des coûts de l'énergie peut se trouver modifiée à l'avenir du fait de l'utilisation accrue de courant électrique en remplacement de l'air comprimé. Par ailleurs, certaines études sur l'évolution passée des coûts de matériel par tonne ont montré qu'à prix constants ces coûts ont baissé en dépit du fort accroissement de la mécanisation. Si l'on admet que les coûts de matériel par tonne extraite resteront inchangés à l'avenir, il convient de signaler la contradiction qui semble apparaître, de ce fait, dans les résultats. En effet, du point de vue mathématique, ceux-ci peuvent faire apparaître des coûts de main-d'œuvre proportionnellement croissants et des frais de matériel relativement décroissants, en dépit des progrès réalisés par la mécanisation et la rationalisation de la production, lorsque l'accroissement du rendement ne suffit pas à compenser l'augmentation des revenus du travail. Toutefois, ces tendances ont déjà été observées dans le passé.

Les amortissements, le service du capital et les dégâts miniers — définis ici comme coûts théoriques — sont déterminés en fonction du tonnage extrait.

D — Accroissement du rendement et incidence sur les coûts

La productivité du travail dans les charbonnages, exprimée en production par ouvrier et par an, est essentiellement déterminée par le rendement du personnel du fond, c'est-à-dire par le rendement par poste/fond et par le nombre des postes effectués. Ces deux facteurs ont été estimés jusqu'en 1965 par les associations d'entreprises, sur la base d'enquêtes séparées pour chaque siège d'extraction, le nombre des postes effectués ayant été considéré comme à peu près constant ⁽¹⁾. Pour l'extrapolation jusqu'en 1975, on admet un accroissement uniforme du rendement de tous les sièges, correspondant à la moyenne de l'ensemble du bassin.

En l'absence de prévisions par siège jusqu'en 1965, on admet que le rendement du personnel du jour évoluera pendant toute la période considérée comme la productivité de l'ensemble de l'économie. L'exploitation au jour n'exercera en conséquence à l'avenir aucune influence positive ou négative sur les coûts d'exploitation des sièges, car conformément à l'hypothèse, les hausses de salaires sont de même valeur que les améliorations de productivité des services du jour.

Le tableau ci-contre donne les taux de croissance du rendement que permettent de dégager ces hypothèses.

A première vue, le tableau fait apparaître des taux d'accroissement très différenciés jusqu'en 1965, mais qui se rapprochent en partie, au cours des dix années suivantes, grâce à des évolutions contraires. Pour toute la période de 1960 à 1975, les différences se réduisent donc et les taux d'accroissement annuels se situent aux environs de 4 % pour les bassins allemands, belges et néerlandais et entre 3,1 et 3,3 % pour les bassins français.

Les précisions suivantes doivent toutefois être formulées en ce qui concerne cette comparaison.

Les taux d'accroissement du rendement par ouvrier et par an prévus pour la période de 1960-1965 peuvent prétendre à un degré de vraisemblance plus élevé que les taux prévus pour la période suivante. Cependant, les différences marquées ne s'expliquent pas simplement ou uniquement par le décalage dans le temps de ces estimations, mais par le fait qu'elles sont en partie fonction des plans à long terme des entreprises elles-mêmes ou des organisations centrales de l'industrie minière. Ainsi, les sièges d'extraction du bassin du Nord et du Pas-de-Calais se trouvent actuellement dans une période de réorganisation qui ne sera close que vers la fin de la période 1960-1965. L'incidence sur le rendement des mesures de rationalisation prévues ne se fera donc sentir que dans la période suivante.

⁽¹⁾ Pour les Pays-Bas, on a admis une diminution du nombre des postes ouverts pour la période 1960-1965, conformément à la réduction générale de la durée du travail ramenée de 48 heures à 45 heures par semaine, dont il a été tenu compte dans le taux annuel d'accroissement du revenu national par tête de la population active.

Évolution du rendement fond par ouvrier et par an dans les bassins de la Communauté

Bassin	1960	1965	1970	1975	Taux de croissance annuels		
					1960-1965	1965-1970	1970-1975
Ruhr Aix-la-Chapelle Indice Indice	100,0 —	123,5 100,0	144,6 117,1	169,3 137,0	4,3	3,2	3,2
Sarre Indice Indice	100,0 —	131,4 100,0	153,9 117,1	180,0 137,0	5,6	3,2	3,2
Campine Indice Indice	100,0 —	131,1 100,0	153,5 117,1	179,7 137,0	5,5	3,2	3,2
Lorraine Indice Indice	100,0 —	110,4 100,0	134,4 121,7	163,5 148,0	2,0	4,0	4,0
Nord et Pas-de-Calais Indice Indice	100,0 —	107,8 100,0	131,2 121,7	159,6 148,0	1,5	4,0	4,0
Limbourg Indice Indice	100,0 —	122,0 100,0	146,4 120,0	175,7 144,0	4,1	3,7	3,7

Dans l'étude de l'évolution du rendement, il convient de distinguer entre l'incidence de la rationalisation d'un siège d'extraction, de toute une entreprise minière et d'un bassin entier.

Un siège d'extraction ou une mine peut accroître son rendement en mécanisant l'abattage, en améliorant l'organisation de l'exploitation ou en concentrant sa production sur les couches les plus riches. Une entreprise minière peut encore augmenter son rendement en fermant certaines mines marginales et en concentrant sa production sur les exploitations les plus rentables. Ceci est encore plus valable pour l'ensemble d'un bassin. Dans tous ces cas, l'incidence sur les prix de revient ne consiste pas seulement dans l'économie de coûts réalisée du fait de l'accroissement du rendement. Si la fermeture d'exploitations marginales était opérée dans la mesure qu'exige l'adaptation de la production aux conditions du marché, les sièges demeurant en activité pourraient espérer une plus large utilisation de leur capacité. Il interviendrait alors, *dans les différents sièges*, grâce à l'augmentation de la production jusqu'au degré optimal, une nouvelle réduction des coûts. De plus, les coûts moyens du *bassin* se trouveraient abaissés par suite de la fermeture des mines marginales.

Pour les prévisions relatives à l'évolution de la production dans les sièges d'extraction et les bassins, les hypothèses suivantes ont été adoptées :

a) Pour la période de 1960 à 1965 :

Les bassins de la Campine, du Limbourg, du Nord et du Pas-de-Calais et, sous certaines réserves, le bassin de Lorraine prévoient qu'à la fin de la période indiquée les sièges encore en service atteindront leur degré optimal d'exploitation, c'est-à-dire la pleine utilisation des capacités techniques existantes. Pour les bassins de la Rhur, d'Aix-la-Chapelle et de la Sarre, les données fournies par les associations d'entreprises ne permettent pas d'espérer que tous les sièges atteindront, dès 1965, leur degré optimal d'exploitation. Même après 1965, des déplacements de production et une utilisation plus poussée de la capacité sont possibles dans les sièges encore en exploitation.

b) Pour la période de 1965 à 1975 :

Les plans et hypothèses concernant la période allant jusqu'en 1965 laissent prévoir pour les bassins français, belges et néerlandais que, après 1965, la concentration de la production sur les sièges compétitifs ou l'augmentation éventuelle de la production de chaque bassin ne pourraient être réalisées qu'en procédant à de nouveaux investissements et à de nouvelles extensions. Cette hypothèse n'exclut naturellement pas la possibilité de concentrations progressives, c'est-à-dire de concentrations de sièges.

Dans ces conditions, nous devons donc compter qu'à l'avenir l'incidence sera double. D'une part, les *coûts moyens de chaque bassin* diminueront par suite de l'élimination d'entreprises marginales. D'autre part, *pour chaque siège d'extraction*, l'augmentation de la production jusqu'au degré optimal d'exploitation provoquera une régression supplémentaire des coûts.

E — Prévisions relatives aux coûts

1. Définition de la notion de « prix de revient »

a) Le prix de revient, au sens de la présente étude, est le coût total, c'est-à-dire le prix de revient y compris les amortissements nécessaires à la bonne marche de l'exploitation et les intérêts théoriques du capital d'exploitation, qu'il s'agisse de capitaux propres ou de capitaux extérieurs. De ce fait, le prix de revient englobe tous les éléments de coût qui sont nécessaires pour maintenir à long terme un siège en exploitation.

Pour définir la capacité concurrentielle de tonnages déterminés de charbon extraits dans la Communauté par rapport à d'autres sources d'énergie, on peut toutefois se demander s'il convient, dans chaque cas, de prendre pour base les coûts totaux, ou si, à certains points de vue, il est possible de laisser en dehors de l'étude différents éléments de coûts. Cette question est examinée ci-après.

L'étude a pour objet de déterminer le rapport existant entre les tonnages extraits et les coûts. Le maintien en exploitation ou la fermeture d'un siège

d'extraction marginal peut dépendre de la décision à prendre à l'égard des coûts totaux, à savoir si l'on renonce à les couvrir et dans quelle mesure.

Il est incontestable qu'un siège d'extraction dont les recettes ne couvrent, par exemple, que le prix de revient mais non la rémunération du capital propre ne peut se procurer de fonds supplémentaires sur le marché des capitaux, mais il peut, néanmoins, se maintenir à moyen terme sur le marché.

Une courbe de l'offre qui ne tient compte que des intérêts débiteurs effectifs, mais non du revenu du capital propre s'inscrit en moyenne dans la Communauté à environ 0,80 dollar par tonne au-dessous de la courbe de l'offre établie sur la base des coûts intégraux. Ce montant ne peut être considéré que comme un ordre de grandeur; il varie d'un bassin à l'autre.

S'il s'agit de se maintenir à court terme sur le marché, le producteur s'accommodera, le cas échéant, d'une couverture partielle des coûts considérablement réduite ⁽¹⁾. En pratique, ce cas se présentera dans les sièges d'extraction dont la fermeture est définitivement prévue dans un délai de quelques années. Dans ce cas, on continue à produire même si les recettes ne couvrent que les coûts relatifs aux dépenses inévitables ⁽²⁾, c'est-à-dire le prix de revient y compris les charges effectives représentées par les intérêts du capital emprunté, mais sans les amortissements ni autres charges pour service du capital. En même temps, on peut renoncer, en tout ou en partie, aux travaux préparatoires et de traçage ⁽³⁾.

Une courbe de l'offre qui ne tient compte que des coûts partiels ainsi définis s'inscrit en moyenne, dans la Communauté, à environ 2 dollars par tonne ⁽⁴⁾ au-dessous de la courbe établie sur la base des coûts totaux. Il convient toutefois de remarquer ici que là où les entreprises qui ne peuvent couvrir que ces coûts partiels doivent être fermées au bout d'un laps de temps dont la durée dépend du déroulement des mesures de fermeture. Il en résulte une réduction correspondante de la capacité de production du bassin intéressé. Cela ne veut pas nécessairement dire que la production effective diminuera dans les mêmes proportions, car d'autres sièges peuvent être en mesure de reprendre la production des entreprises marginales qui ont été fermées. Selon les hypothèses visées au point *d*, ce genre d'opérations ne serait encore possible après 1965, dans la limite des capacités existantes, que dans les bassins allemands.

b) En vue de l'établissement des prévisions de coûts, les prix de revient, définis plus haut en tant que coûts globaux, ont dû être détaillés en charges par catégories. C'est ainsi qu'il a fallu faire ressortir la part des coûts de main-

⁽¹⁾ Notamment lorsqu'il y a possibilité « d'écémage ».

⁽²⁾ « Out of pocket costs ».

⁽³⁾ L'expérience a montré, dans certains cas, que les coûts des sièges destinés à être fermés peuvent même augmenter et cela quand les travailleurs de ces sièges abandonnent un emploi à court terme.

⁽⁴⁾ Ce montant dépend des conditions particulières de chaque bassin, qui peuvent être différentes.

d'œuvre et de matériel, de même que celle des amortissements et des intérêts théoriques contenue dans les différentes sections de coûts. Cette ventilation a été effectuée par les experts.

Les coûts totaux ainsi ventilés en charges par nature ont été regroupés suivant les trois catégories ci-après :

- *coûts de main-d'œuvre*: sous cette rubrique figurent toutes les charges patronales de salaires et d'appointments, ainsi que les charges connexes, etc., par tonne;
- *coûts de matériel*: ils incluent l'ensemble des dépenses de matériel et d'installation de toutes les sections de coûts de l'exploitation minière et des services auxiliaires;
- *coûts théoriques*: sous cette position figurent les amortissements pour usure, le service théorique du capital et les dégâts miniers. L'expression «coûts théoriques» couvre ici plus ou moins l'ensemble des coûts de capacité ⁽¹⁾ et s'écarte, dans cette mesure, de la terminologie habituelle.

Les amortissements et le service du capital ont été uniformément calculés pour tous les bassins d'après les directives de Bruxelles en la matière.

2. Méthode de calcul des prévisions de coûts

Les calculs ont été effectués en principe d'après la formule suivante :

$$x = \frac{L_1}{L_0} \left[\left(A_u \frac{S_0}{S_1} \right) + \left(A_E \frac{P_0}{P_1} \right) + \left(A_T \frac{T_0}{T_1} \right) + \left(A_V \frac{P_0}{P_1} \right) \right] + K_S + \left(K_K \frac{P_0}{P_1} \right)$$

dans laquelle :

- x = prix de revient par tonne pendant l'année de prévision
- A = coûts de main-d'œuvre par tonne pendant l'année de référence
- A_u = part des coûts de main-d'œuvre afférente aux ouvriers du fond
- A_E = part des coûts de main-d'œuvre afférente au personnel de surveillance du fond
- A_V = part des coûts de main-d'œuvre afférente à l'administration
- A_T = part des coûts de main-d'œuvre afférente aux ouvriers du jour
- K_S = coûts de matériel par tonne pendant l'année de référence
- K_K = coûts théoriques par tonne pendant l'année de référence
- S₀ = indice du rendement fond par ouvrier et par an pour l'année de référence

(1) On entend par « coûts de capacité » les coûts résultant des installations et de la capacité de production propres à l'entreprise, coûts dont la qualité principale est leur caractère (relativement) fixe.

- S_1 = indice du rendement fond par ouvrier et par an pour l'année de prévision
 T_0 = indice du rendement au jour pour l'année de référence
 T_1 = indice du rendement au jour pour l'année de prévision
 P_0 = production en tonnes pendant l'année de référence
 P_1 = production en tonnes pendant l'année de prévision
 L_0 = indice des dépenses des employeurs pour les salaires, appointements et charges connexes pour l'année de référence
 L_1 = indice des dépenses des employeurs pour les salaires, appointements et charges connexes pour l'année de prévision

Pour certains bassins, il n'a été ni possible ni nécessaire d'utiliser cette formule très détaillée. On a pu opérer des synthèses exprimées par la formule simplifiée suivante :

$$x = \frac{L_1}{L_0} \left(0,8 \cdot A \frac{S_0}{S_1} + 0,2 A \right) + K_S + \left(K_K \frac{P_0}{P_1} \right)$$

(A = coûts de main-d'œuvre totaux par tonne)

L'utilisation de l'une ou de l'autre formule n'a qu'une incidence négligeable sur les résultats. Dans la formule simplifiée, il a été admis que 80 % du total des coûts de main-d'œuvre par tonne sont influencés par le rendement fond, tandis que les 20 % restants représentent des éléments de ces coûts indépendants du rendement. Dans les deux méthodes de calcul les coûts de matériel demeurent par hypothèse constants. Les coûts théoriques varient proportionnellement aux tonnages produits.

F — Interprétation des résultats

Les experts ont expressément souligné le caractère strictement confidentiel des informations fournies à la Haute Autorité. Il y a néanmoins eu échange de documents entre experts.

Il a été établi et remis aux experts des courbes de l'offre de chaque bassin pour les années 1960, 1965 et 1975.

Dans chaque courbe l'unité adoptée est le million de tonnes. La division de la courbe d'offre en tranches égales de 1 million de tonnes ne permet plus de distinguer les différents sièges d'extraction avec leur production effective.

Les résultats appellent les observations suivantes :

a) Il semble inopportun de tracer une courbe de l'offre commune pour tous les bassins de la Communauté, la comparabilité des bassins entre eux étant

faussée par la valorisation des courbes de coûts. Cette valorisation présente sans aucun doute l'avantage d'assurer un classement des différents sièges du même bassin qui tiennent compte de la situation du marché. Toutefois la position concurrentielle des bassins de la Communauté les uns par rapport aux autres n'est pas seulement déterminée par les coûts d'extraction et par les différences de qualités dans la production, mais encore par d'autres facteurs et, en particulier, par les coûts de transport. Une courbe de l'offre à l'échelle de la Communauté entière effacerait ces différences; elle pourrait même, le cas échéant, en donner une idée fausse.

b) Pour se faire une idée approximative de l'évolution future des coûts dans les bassins, on peut comparer l'augmentation de rendement estimée pour chaque bassin à l'accroissement parallèle, également estimé, des salaires. Cette façon simplifiée d'envisager les choses se justifie, du fait que plus de la moitié des coûts totaux des charbonnages sont représentés par des dépenses de main-d'œuvre. La valeur significative de cette comparaison dépend naturellement, dans une large mesure, des hypothèses prises pour base. La précision des calculs sera généralement plus grande que celle des hypothèses prises pour base.

c) La prévision du rendement par ouvrier et par an est établie en fonction de l'état des techniques d'abattage et d'extraction pour un nombre annuel à peu près constant des postes effectués; il a toutefois été tenu compte dans les calculs des développements de ces techniques déjà prévisibles actuellement ⁽¹⁾. Des innovations révolutionnaires en la matière pourront intervenir au cours des années à venir, mais elles sont elles-mêmes aussi peu prévisibles que leurs effets. Il est improbable que des techniques entièrement nouvelles, même si elles étaient déjà connues aujourd'hui, puissent modifier considérablement le rendement en 1965.

Il peut en être tout autrement des conditions à long terme. Les prévisions de coûts pour l'année 1975 sont affectées de facteurs d'insécurité relativement importants qui résultent surtout des hypothèses concernant l'évolution du rendement par poste et les augmentations de salaire. Pour l'exploitation des résultats, il y a lieu de faire des réserves car il ne s'agit que de tendances de l'évolution.

Le tableau ci-contre sur l'évolution des revenus du travail et du rendement fond dans les charbonnages doit être interprété compte tenu de ces réserves. En outre, il convient de considérer que si un accroissement du rendement aboutit à un abaissement des charges salariales, ces dernières sont constituées d'éléments les uns dépendants, les autres indépendants du rendement. L'incidence sur les prix de revient est, par conséquent, moindre que ne le laisse prévoir l'accroissement de ce rendement.

⁽¹⁾ Pour les Pays-Bas on a pris pour base l'hypothèse selon laquelle le nombre de postes ouverts par homme/an pendant la période de 1960-1965 diminuera de 5,9 % par suite de la réduction générale de la durée du travail dans l'industrie.

Bassin	Période 1960-1965		Période 1965-1975	
	Indice d'accroissement du rendement fond par ouvrier et par an	Indice d'accroissement des revenus du travail	Indice d'accroissement du rendement fond par ouvrier et par an	Indice d'accroissement des revenus du travail
Ruhr et Aix-la-Chapelle	123,5	123,0	137,0	145,3
Sarre	131,4	123,0	137,0	145,3
Campine	131,1	117,0	137,0	137,1
Lorraine	110,4	121,7	148,0	146,7
Nord et Pas-de-Calais	107,8	121,7	148,0	146,7
Limbours	122,0	114,8	144,0	144,0

Pour la période 1960-1965, l'évolution sera caractérisée par les tendances suivantes :

- les bassins de la Ruhr, d'Aix-la-Chapelle, de la Sarre et du Limbourg peuvent escompter des prix de revient à peu près constants;
- dans le bassin de la Campine, il convient de s'attendre à des abaissements de coûts;
- les bassins français de Lorraine et du Nord et Pas-de-Calais doivent s'attendre à des augmentations de coûts car l'accroissement prévu du rendement ne suffira pas à compenser l'augmentation prévisible des revenus du travail.

Au cours de la période 1965-1975, l'accroissement possible du rendement dans tous les bassins ne sera pas suffisant pour compenser l'accroissement des revenus du travail, mais la hausse du coût global qui en résultera sera moins forte dans les bassins français que dans les bassins allemands.

ANNEXE 10

Le coût futur du charbon importé

SOMMAIRE

<i>Introduction</i>	533
<i>Section I: HYPOTHÈSES GÉNÉRALES SUR L'ÉVOLUTION ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE DES ÉTATS-UNIS</i>	533
A — Évolution économique générale	533
B — Perspectives énergétiques	534
C — Les exportations de charbon des États-Unis	536
<i>Section II: L'ÉVOLUTION DU COÛT DU CHARBON DÉPART MINE</i>	538
A — Réserves	538
B — La productivité	539
1. L'évolution passée	539
2. Les perspectives	541
C — Les coûts	543
<i>Section III: LES PRIX DÉPART MINE DU CHARBON EXPORTÉ</i>	552
A — L'évolution des coûts du charbon exporté	553
B — Les prix à l'exportation par rapport aux prix intérieurs	554
C — Récapitulation	555
<i>Section IV: LES FRAIS DE TRANSPORT ET LES PRIX FOB</i>	556
<i>Section V: LES COÛTS DE TRANSPORT MARITIME</i>	558
A — Introduction	558
B — La procédure de calcul adoptée	559
C — Les calculs	561
D — Résultats d'ensemble	564
<i>Section VI: RÉSUMÉ — LES PRIX CIF</i>	565

Liste des tableaux

1 — Expansion économique aux États-Unis 1955-1975	534
2 — Répartition de l'approvisionnement énergétique	535
3 — Répartition des débouchés du charbon	536
4 — Répartition géographique des réserves de charbon	539
5 — Contribution en % des différentes mines à la production totale de charbon bitumineux et de lignite des États-Unis 1940-1960	540
6 — Mines de charbon bitumineux et de lignite. Rendement moyen par ouvrier et par jour 1940-1960 (en tonnes)	540
7 — Rendements par catégories de mines et par grandes régions	541
8 — Hypothèses d'évolution du rendement par ouvrier et par jour en tonnes (mines souterraines)	542
9 — Hypothèses d'évolution du rendement par ouvrier par jour en tonnes (mines à ciel ouvert)	542
10 — Structure des coûts de production en 1957	543
11 — Hypothèses sur l'évolution des « autres coûts »	545
12 — Coûts de production	550
13 — Chiffres sur la production du charbon dans les régions exportatrices en 1960	553
14 — Prix départ mine	555
15 — Expéditions de charbon des États-Unis par les ports atlantiques	557
16 — Prix à l'exportation fob Hampton Roads	558
17 — Schéma d'exploitation des charbonniers	564
18 — Les prix cif du charbon américain	565

Liste des graphiques

1 — Relation entre rendement et coût dans les mines de charbon américaines — Exploitations souterraines — 1965	546
2 — Idem — 1975	547
3 — Relation entre rendement et coût dans les mines de charbon américaines — Exploitation à ciel ouvert — 1965	548
4 — Idem — 1975	549
5 — Les coûts moyens en 1975	551

Introduction

Dans la présente annexe, on tentera de tracer les tendances probables de l'évolution future des prix cif des charbons américains. Le prix cif se répartit en quelques éléments qui seront étudiés séparément :

- le prix départ mine aux États-Unis,
 - les coûts d'acheminement de la mine à la côte,
- ces deux éléments donnent les prix fob ;
- les frets atlantiques,
- d'où résultent les prix cif.

L'évolution des coûts départ mine et les frais de transport à l'intérieur du pays, et par conséquent les prix fob, dépendent, dans une certaine mesure, du contexte général, c'est-à-dire de l'évolution d'ensemble de l'économie américaine et de son approvisionnement énergétique, qui sera examiné dans une première section.

Section I

Hypothèses générales sur l'évolution économique et énergétique des États-Unis

Sur la base de plusieurs sources américaines, on a essayé de dégager des ordres de grandeur vraisemblables concernant la croissance économique et le cadre énergétique d'ensemble. Ces données seront utilisées pour présenter ensuite des considérations cohérentes sur les perspectives de charbon.

A — Évolution économique générale

Les différentes études de prévisions sur la consommation d'énergie aux U.S.A. prennent en considération, pour les années à venir, des taux de développement du PNB quelque peu divergents, mais qui sont de l'ordre de 4 %, chiffre qu'on a retenu pour la période 1960-1975.

Pour donner un cadre plus complet, on présente au tableau 1 les hypothèses retenues par Schurr ⁽¹⁾ pour la période 1955-1975.

Tableau 1 — Expansion économique aux États-Unis 1955-1975

	Accroissement annuel (en %)	Indice 1975 (1955 = 100)
Produit national brut	4,0	219
Population totale	1,7	140
PNB par tête	2,3	158
Population active	1,7	140
Force de travail (en heures de travail)	1,2	126
PNB par heure	2,8	174
PNB par travailleur	2,3	158

Les perspectives démographiques admettent approximativement le maintien des taux de fertilité de 1954-1955 et une baisse du taux de mortalité; elles sont supérieures aux estimations faites par le Census Bureau en 1955, mais un peu inférieures aux estimations révisées de 1958. Le taux de croissance économique est analogue à celui de la période 1950-1955.

La durée effective de la semaine de travail était de 40 heures en 1955; on admet qu'elle sera réduite de 10 % en 1975 par rapport à 1955.

Le produit national brut par heure de travail a augmenté en moyenne de 2,5 % entre 1910 et 1919, de 2,5 % entre 1919 et 1939, de 2,2 % entre 1939 et 1946, de 3 % entre 1946 et 1956. Le taux retenu est de 2,75 %, donc légèrement au-dessus de celui du dernier demi-siècle, mais nettement en dessous des taux escomptés pour les économies de l'Europe occidentale.

Le PNB par travailleur s'en déduit; il croîtrait de 2,3 % par an en moyenne. Pour toutes les projections à niveau général des prix constants, on pourra, sauf considérations spéciales, adopter ce taux pour la croissance de la rémunération annuelle du travailleur.

B — Perspectives énergétiques ⁽²⁾

Les prévisions pour la consommation totale d'énergie retenues dans « Coal Age » ⁽³⁾ sont plus faibles que celles de Schurr et du « Report of the National

⁽¹⁾ Schurr and Netchert, *Energy in the American Economy 1850-1975*, avril 1960.

⁽²⁾ Les chiffres de la présente annexe sont exprimés, sauf avis contraire, en unités américaines : 10¹⁵ BTU = 36 millions de tonnes métriques d'équivalent charbon à 7.000 cal.
1 short ton = 0,907185 tonne métrique.

⁽³⁾ Coal Age, octobre 1961.

Fuels and Energy Study Group » ⁽¹⁾. L'hypothèse de « Coal Age » d'une augmentation donnée (0,7 % par an) de la consommation par habitant semble trop pessimiste.

Cette hypothèse impliquerait pour la période d'ici 1980 une élasticité d'environ 0,6 par rapport au PNB.

Or, l'étude de Schurr, le « Report of the National Fuels and Energy Study Group » et le rapport de Scollon ⁽²⁾ admettent pour les années à venir une élasticité de la consommation d'énergie par rapport au PNB de 0,8 soit un accroissement de la consommation d'énergie de 3,3 % par an, ce qui représente un accroissement d'environ 60 % en 15 ans et d'environ 90 % en 20 ans.

Sur la base de cette hypothèse, la consommation totale d'énergie en 1975 serait d'environ 74,5 10¹⁵ BTU, soit environ 2.700 millions de tec.

On reprendra de Schurr la ventilation de cette prévision par produit et par gros secteurs de consommation.

La répartition de l'approvisionnement entre les différentes sources d'énergie est indiquée au tableau 2. La part relative du charbon, qui avait très fortement décliné jusqu'en 1955, se stabiliserait approximativement. Mais (tableau 3), la structure de ses débouchés serait profondément modifiée; les centrales électriques absorberaient 61 % au lieu de 37 %, la sidérurgie 19 % au lieu de 22 %, le reste des utilisateurs 20 % au lieu de 41 %.

Tableau 2 — Répartition de l'approvisionnement énergétique

	10 ¹⁵ BTU				En %			
	1935	1950	1955	1975	1935	1950	1955	1975
Charbon	10,6	12,9	11,4	19,0	55,5	38,0	28,8	25,5
Pétrole	5,5	12,8	16,1	29,9	29,0	37,5	40,5	40,1
Gaz naturel	1,9	5,9	9,6	19,7	10,0	17,5	24,0	26,5
LPG	0,2	0,8	1,2	3,5	1,0	2,3	3,1	4,7
Hydro-électricité	0,8	1,6	1,4	2,4	4,5	4,7	3,6	3,2
Total	19,0	34,0	39,7	74,5	100,0	100,0	100,0	100,0

Source: Schurr, *op. cit.*

⁽¹⁾ Report of the National Fuels and Energy Study Group on an Assessment of available Information on Energy in the United States.

⁽²⁾ R. Scollon, Trends in utilisation of energy resources in the United States, octobre 1962.

Tableau 3 — Répartition des débouchés du charbon

	10 ¹⁵ BTU		En %	
	1955	1975	1955	1975
Industrie	5,0	6,5	44	34
Commerce	0,9	0,6	8	3
Foyers domestiques	0,9	0,4	8	2
Transports	0,3	—	3	—
Centrales électriques	4,3	11,5	37	61
Total	11,4	19,0	100	100

Source: Schurr, *op. cit.*

Au total, les débouchés intérieurs du charbon augmenteraient de 67 %, le tonnage passant ainsi de 447 millions de tonnes en 1955 à 745 millions (soit 100 millions de tonnes de plus que le plafond atteint en 1943).

Sans que cela soit explicitement indiqué dans les sources utilisées, on peut estimer que cette structure d'approvisionnement correspond aux grandes lignes suivantes :

- dans l'industrie, le charbon couvre environ 30 % des besoins, soit les besoins propres de la sidérurgie et une fraction de la production de vapeur ;
- dans les foyers domestiques, la part du charbon sera très faible (5 %) ;
- les transports ferroviaires seront passés en totalité à la traction diesel ;
- pour la production d'électricité, le charbon contribuerait à un peu plus de 60 % des kWh produits (l'hydro-électricité à 15 %, le pétrole et le gaz naturel à près d'un quart).

Au total, le charbon abandonnerait complètement les usages où les autres produits énergétiques présentent des avantages spécifiques certains (commodité, souplesse, etc.), et serait cantonné principalement dans la fourniture de coke sidérurgique et la production de vapeur à grande échelle.

Cela signifie qu'on admet que son coût à la thermie sera inférieur ou au plus égal à celui du gaz naturel ou des produits pétroliers liquides dans la plupart des régions industrielles éloignées des régions productrices de pétrole.

C — Les exportations de charbon des États-Unis

Au total de la consommation intérieure de charbon en 1975 de 745 millions de tonnes s'ajoutent encore les exportations. En général, dans les prévisions américaines, les exportations ne jouent pas un rôle important. Dans les estimations de Schurr elles n'interviennent pratiquement pas, tandis que dans « Coal Age » on a prévu une exportation de 20 millions de tonnes en 1970, exclusivement vers le Japon. Sans doute, une estimation est extrêmement difficile à faire, du fait que l'évolution des exportations américaines dépendra

de facteurs fort incertains, par exemple, d'une part, des besoins de charbon à coke de la sidérurgie dans les pays de l'Amérique du Sud (Argentine et Brésil), et, d'autre part, de l'offre des nouveaux fournisseurs sur le marché mondial (Afrique du Sud, Chine et Australie). Pour la Communauté, l'hypothèse américaine d'une cessation presque totale des importations en provenance des États-Unis vers 1970 ne paraît pas à retenir. Quand à l'ensemble des exportations américaines, il y a tout lieu de croire à son augmentation tant vers l'Amérique du Sud que vers le Japon et, sans doute, l'Europe. Par contre, les exportations vers le Canada diminueront.

En conséquence, et compte tenu de l'incertitude des prévisions à long terme en cette matière, nous avons envisagé une production de l'ordre de 800 millions de tonnes en 1975.

En ce qui concerne les exportations de charbon américain vers les pays de la Communauté, nous ne retiendrons ici que les charbons à coke et à vapeur. Le charbon à coke importé par les pays de la Communauté appartient actuellement à trois types :

- Pocahontas ou type Pocahontas à 17-20 % matières volatiles (faible teneur) ;
- Sewell ou type Sewell à 24-28 % matières volatiles (teneur moyenne) ;
- Clintwood ou type Clintwood à 28-35 % matières volatiles (haute teneur), la plupart du temps en mélange avec du charbon à basse teneur en matières volatiles.

Les Pocahontas sont des charbons d'appoint utilisés en proportions variables avec des charbons à haute teneur en matières volatiles du type gras lorrain ou campinois. Les Sewell sont souvent des charbons d'appoint mais, neutres, ils peuvent être utilisés tels quels. Le charbon de type Clintwood est importé en mélange, généralement 50 % Pocahontas et 50 % Clintwood. Ce mélange peut être utilisé directement, mais paraît être souvent utilisé comme base d'un mélange avec des charbons à coke européens plus agglutinants.

Les qualités retenues comme charbon vapeur importé sont les fines lavées « 0-1/4 ou 0-1/2 ». Le pouvoir calorifique moyen de ces charbons est de 7.700/7.800 cal, et les autres caractéristiques sont les suivantes : humidité 4 % — cendres 6-8 % — S 1-1,25 %. Leurs teneurs en matières volatiles sont :

High volatile 30-40 % MV sur sec,
Medium volatile 20-30 % MV sur sec,
Low volatile 15-20 % MV sur sec,

Les régions qui exportent principalement aussi bien le charbon à coke que le charbon à vapeur sont Virginia, West-Virginia et Pennsylvania, et il semble que ces régions doivent rester les principaux fournisseurs en charbon à destination des pays d'outre-mer. Il faut cependant noter que la plupart des bons charbons à coke de Pennsylvanie ne sont pas sur le marché, étant donné que les sidérurgistes américains sont propriétaires des meilleurs gisements de charbon à coke.

Section II

L'évolution du coût du charbon départ mine

On recherche ici l'évolution du coût du charbon départ mine d'ici 1975. On va examiner successivement le montant des réserves, l'évolution possible de la productivité, l'évolution probable des coûts, dans l'hypothèse d'approvisionnement énergétique des États-Unis rappelée plus haut.

A — Réserves

Le « Report of the National Fuels and Energy Study Group » fait une énumération critique des différentes estimations relatives aux réserves :

a) La U.S. Geological Survey a estimé que les réserves de charbon aux États-Unis seraient de 830 milliards de tonnes, soit 2.000 années de production au niveau actuel.

Selon le rapport, on ne peut pas retenir ce chiffre qui ne tient pas du tout compte des coûts de production.

b) En 1960, le Department of the Interior a évalué à 20 milliards de tonnes les disponibilités aux États-Unis au prix 1958, ce qui représente environ 50 ans de production actuelle.

c) Ce chiffre a été confirmé par une enquête de la « National Coal Policy Conference » auprès des producteurs.

En outre, les résultats de cette enquête montrent qu'avec un prix supplémentaire de 25 cents par tonne, 15 autres milliards de tonnes seraient disponibles, ce qui porterait les réserves totales à environ 90 ans de production actuelle.

Les autres sources concordent sur la conclusion que, dans les prochaines décades aux États-Unis, il n'y aura pas d'insuffisance de charbon produit à bas coût, mais on ne trouve nulle part une répartition détaillée des réserves par qualité de charbon.

Les réserves seraient concentrées en trois grandes régions ⁽¹⁾.

-
- (1) II A — New York, Pennsylvania, Virginia, West Virginia.
II B — Michigan, Ohio, Kentucky, Tennessee, Alabama.
IV — Minnesota, Wisconsin, Iowa, Illinois, Missouri.
VI — Montana, North Dakota, South Dakota, Wyoming, Texas.

Tableau 4 — Répartition géographique des réserves de charbon (en %)

Régions \ Réserves	Au prix actuel sur un total de 20 milliards de tonnes	Au prix actuel + 25 cents par tonne sur un total de 35 milliards de tonnes
II A-B	75	82
IV	22	15
VI	3	2
Autres	—	1
Total	100	100

N.B.: Chiffres arrondis.

La région II, qui comprend les régions exportatrices vers l'Europe, dispose donc d'environ 14 milliards de tonnes sur 20 milliards productibles au prix actuel et de 27 milliards de tonnes sur 35 milliards productibles au même prix augmenté de 25 cents par tonne.

On peut avancer quelques réserves sur la qualité de ces renseignements qui seraient assez bons pour les régions où l'exploitation des gisements est déjà assez poussée (Est), mais très mauvaise pour les autres régions (Ouest).

Il en découle que, dans les régions occidentales, les réserves pourraient être plus élevées et que la disponibilité totale d'intérêt commercial direct pourrait, dans l'ensemble du pays, être supérieure aux 20 et 35 milliards de tonnes retenues.

Des 20 milliards des réserves productibles au prix 1960, 3,75 seraient à ciel ouvert; sur les réserves de 35 milliards de tonnes productibles au prix 1960 augmenté de 25 cents par tonne, 5 milliards seraient à ciel ouvert.

B — La productivité

1. L'évolution passée

Pratiquement stable entre 1930 et 1940, le rendement par poste a augmenté d'environ 30 % entre 1940 et 1950, puis beaucoup plus rapidement ensuite (80 % entre 1950 et 1959). Cette accélération est due à la conjonction de trois facteurs :

- augmentation du rendement dans tous les types de mines;
- part croissante prise par la production des mines à ciel ouvert, où le rendement est de 2 à 3 fois plus élevé;
- concentration dans les mines.

- a) L'augmentation du rendement dans tous les types de mines est dû :
- à l'introduction de nouveaux procédés, notamment dans les mines souterraines du « continuous miner ». Cet appareil pousse à l'extrême

la mécanisation des opérations; il fut introduit vers 1950; la part de la production dont il est responsable est passée de 2,3 % en 1952 à 19,7 % en 1958;

- et, dans une moindre mesure, à la fermeture des mines peu productives à la suite du déclin de la demande totale de charbon qui s'est produit après la guerre.

Le résultat a été une augmentation de rendement, entre 1950 et 1960, de 63 % dans les mines souterraines (contre 18 % dans la décennie précédente) et de 46 % dans les exploitations de surface.

b) Le rendement des exploitations de surface est de 2 à 3 fois plus élevé que celui des mines souterraines; or, leur importance dans la production totale est passée de 9 % en 1940 à 24 % en 1950 et 30 % en 1960 (tableau 5). L'évolution de la productivité par ouvrier et par jour de 1940 à 1960 est résumée au tableau 6.

c) La concentration dans les mines : il faut noter que le nombre de mines aux États-Unis reste encore très élevé (presque 8.000 en 1960). Depuis 1950, un mouvement de concentration s'est amorcé et se poursuivra dans les quinze ans à venir. Ce phénomène a surtout joué dans les mines à ciel ouvert à prix de revient relativement élevé. Ces mines sont caractérisées par une forte dispersion de la dimension et par conséquent des rendements. Grâce à cette concentration, de fortes améliorations de la productivité ont été réalisées.

Tableau 5 — Contribution en % des différentes mines à la production totale de charbon bitumineux et de lignite des États-Unis 1940-1960

Année	Mines souterraines	Tarières	Mines à ciel ouvert
1960	68,6	1,9	29,5
1955	73,9	1,3	24,8
1950	76,1	—	23,9
1945	81,0	—	19,0
1940	90,6	—	9,4

Sources: 1940-1955 = Schurr, *op. cit.*; 1960 = Scollon, *op. cit.*

Tableau 6 — Mines de charbon bitumineux et de lignite. Rendement moyen par ouvrier et par jour 1940-1960 (en tonnes)

Année	Mines souterraines	Tarières	Mines à ciel ouvert	Total
1960	10,60	31,40	22,90	12,80
1955	8,28	22,22	21,12	9,84
1950	5,75	—	15,66	6,77
1945	5,04	—	15,46	5,78
1940	4,86	—	15,63	5,19

Le tableau 7 montre les rendements des différentes mines dans les régions productrices de charbon en 1960 (voir note 1 page 538).

Tableau 7 — Rendements par catégories de mines et par grandes régions (en tonnes courtes)

	Régions				Moyenne États-Unis
	II A	II B	IV	VI	
Moyenne de toutes les mines	11,3	13,5	20,5	27,2	12,8
Mines souterraines	10,6	9,8	15,6	7,2	10,6
Mines à ciel ouvert (strip)	16,4	26,5	26,5	32,7	22,9
Tarières (augers)	31,2	31,8	—	—	31,4

2. Les perspectives

Les données disponibles sur l'évolution future, tant des rendements que des coûts, ne sont que peu complètes et cohérentes. C'est pourquoi nous avons essayé d'indiquer dans un ordre qui nous semble logique les principaux facteurs déterminant l'évolution des prix d'ici 1975. Pour mettre en évidence les marges d'incertitude qui pèsent sur les divers éléments de l'analyse, nous avons introduit des fourchettes. Évidemment, les prix retenus à la fin de la note résultent d'un certain choix entre les diverses hypothèses.

Dans les mines *souterraines*, le rendement moyen pour la plupart des catégories de charbon peut continuer à augmenter de façon très substantielle. Face au chiffre de 10,5 tonnes en 1960, on connaît des exploitations très importantes qui ont des rendements très supérieurs. On a vu plus haut que le « continuous miner » n'est encore employé que dans une fraction des mines (1960 : 27 %) et que l'utilisation est en forte expansion depuis 1950. Cependant l'utilisation de cette méthode est largement limitée par l'épaisseur des couches de charbon. En l'état actuel de l'exploitation des gisements, c'est donc le charbon à coke, à basse et à moyenne teneur en matières volatiles, qui profitera le moins des progrès du « continuous miner ».

D'autre part, on peut escompter encore de nouveaux progrès techniques par l'adoption de méthodes d'évacuation au fond mieux en harmonie avec la capacité productive du « continuous miner », la mise en service de nouvelles mines conçues spécialement pour l'emploi de matériel continu et de nouveaux perfectionnements dans la construction et l'emploi de matériel, et surtout dans le système de transport dans la mine.

Il faut noter que, dans les dix dernières années, l'augmentation des rendements a été spectaculaire et était de l'ordre de 5,5 % par an; le même taux d'expansion aboutirait à 24 tonnes en 1975 (par rapport à 10,5 en 1960).

Les prévisions données par « Coal Age » pour la période 1960-1970 sont encore très optimistes et admettent une augmentation moyenne de 5 % par an.

Dans le « Report of the Joint Committee on Atomic Energy » (volume 4), par contre, les estimations données sur le rendement moyen (souterrain et à ciel ouvert) sont plus faibles, c'est-à-dire en 1975 : 15 à 18 tonnes par ouvrier et par jour.

Des estimations par type d'exploitation ne sont pas données dans cette source. Mais, même en supposant le même rendement pour les mines à ciel ouvert en 1975 qu'en 1960 (23 tonnes) et la même part de 30 % qu'en 1960 dans le total de la production, le rendement en 1975 des mines souterraines ne serait que de 12 à 16 tonnes, c'est-à-dire une légère augmentation (de 0,3 % à 3,3 % par an). Ces estimations nous semblent pessimistes, c'est pourquoi dans notre hypothèse I (rendement faible) nous avons retenu un chiffre de 18 tonnes, correspondant au taux de 3,3 % par an.

Les hypothèses retenues sont résumées au tableau 8.

Tableau 8 — Hypothèses d'évolution du rendement par ouvrier et par jour en tonnes (mines souterraines)

	1965	1975	Rappel 1960
Hypothèses I (faible)	13,—	18,—	} 10,5
II (moyenne)	14,—	21,—	
III (forte)	15,—	24,—	

Dans les *mines à ciel ouvert*, le rendement augmentera certainement. L'évolution de la mécanisation permet d'attendre une amélioration des rendements, surtout par les machines modernes (shovel, stripping cokeel, etc.) d'une capacité croissante. En outre, il reste à mentionner une nouvelle forme de mine qui s'est établie après 1955 et dont le rendement est très élevé (tarières). Cet élément va influencer le rendement moyen du charbon dans les années à venir. Il faut surtout souligner qu'à brève échéance un grand nombre de petites exploitations, dont le rendement est très faible, pourra disparaître. Ceci affectera le rendement moyen des mines à ciel ouvert.

Les hypothèses concernant l'évolution du rendement sont assez proches de celles établies par « Coal Age », avec des fourchettes autour de ce chiffre.

Tableau 9 — Hypothèses d'évolution du rendement par ouvrier par jour en tonnes (mines à ciel ouvert)

	1965	1975	Rappel 1960
Hypothèses I (faible)	24,5	28,—	} 23,—
II (moyenne)	25,5	31,—	
III (forte)	27,5	34,—	

Il faut remarquer que l'expansion moyenne prévue dans les exploitations à ciel ouvert est plus faible que dans les exploitations souterraines et n'est que de 2 % par an, tandis qu'au cours de la période 1948-1960 cette expansion a été d'environ 3 % par an, en raison de la forte augmentation, probablement exceptionnelle, pendant les années 1950-1954. L'hypothèse faible correspond environ à l'opinion exprimée dans le rapport américain, qui ne prévoit qu'une légère augmentation (1,3 % par an).

Évidemment, la part de ces deux types d'exploitation (souterraine et à ciel ouvert) déterminera dans une large mesure le rendement moyen. On a vu plus haut l'évolution de la part de ces deux exploitations pour la période 1940-1960 et la forte augmentation de la part des mines à ciel ouvert. Ce type d'exploitation concerne principalement le charbon à vapeur, tandis que le charbon à coke est surtout fourni par les mines souterraines.

C — Les coûts

A l'heure actuelle, la part des frais de main-d'œuvre dans les coûts de production à la tonne est d'environ la moitié.

Dans le tableau 10, la structure des coûts de production est donnée d'une part, pour l'ensemble des mines, d'autre part, pour les exploitations souterraines et pour les exploitations à ciel ouvert. Avec un salaire moyen par jour de 22,4 dollars et les chiffres de rendement donnés au tableau 5, les frais de main-d'œuvre sont calculés pour 1957. Les autres coûts résultent d'informations diverses moins précises. Ils représentent surtout les coûts des investissements, de préparation, etc.

Tableau 10 — Structure des coûts de production en 1957 (en dollars par tonne et en %)

	Frais de main-d'œuvre ⁽¹⁾	Autres coûts	Total	Pourcentage	
				Main-d'œuvre	Autres coûts
Toutes mines	2,5	2,4	4,9	52	48
Exploitations souterraines	2,9	2,7	5,6	52	48
Exploitations à ciel ouvert	1,5	1,4	2,9	51	49

⁽¹⁾ Y compris 0,4 dollar par tonne de cotisation au syndicat des mineurs.

On peut déduire de ce tableau la différence entre les coûts à la tonne des exploitations souterraines et à ciel ouvert, due aux différences de rendement et aux autres coûts, de telle sorte que l'évolution des coûts moyens est fortement dépendante de la part relative de ces exploitations.

Étant donné ce fort écart entre les coûts des exploitations souterraines et à ciel ouvert, ces deux types de mines ont été distingués dans l'analyse.

Les estimations des coûts de production en 1965 et en 1975

Pour les deux types d'exploitation on a cherché la relation entre le coût total et le rendement. Ces coûts s'écrivent comme suit :

$$y = \frac{s}{x} + a$$

dont : y = le coût à la tonne,
s = le salaire journalier,
x = le rendement par jour par ouvrier,
a = les autres coûts à la tonne.

En ce qui concerne l'évolution probable des *salaires par jour* (s), on peut retenir que leur augmentation dépend de l'accroissement général du revenu par travailleur dans toute l'économie et de considérations propres au métier de mineur. A ce sujet, le président de la « Materials Policy Commission » aboutit à la conclusion suivante : Les salaires des mineurs ayant désormais atteint un niveau très élevé dans l'échelle des gains, il est probable que les nouvelles augmentations seront plus conformes à l'accroissement général des salaires.

Dans ces conditions, on pourrait adopter comme hypothèse une hausse moyenne de 2,8 % par an; ce taux correspond à l'augmentation prévue de la productivité par heure totale. On aboutit alors à des indices par rapport à 1957 de 125 en 1965 et 164 en 1975.

Pour l'évolution du *rendement* par jour et par ouvrier, les hypothèses de base ont été données au paragraphe B, et sont résumées aux tableaux 8 (mines souterraines) et 9 (à ciel ouvert).

En ce qui concerne les *autres coûts* à la tonne (a), aucune estimation exacte n'est disponible. Dans les dix années écoulées, ces coûts ont été très stables. Il faut cependant souligner la part très élevée des amortissements et de la rémunération de capital dans ces coûts. Cette part dépend du montant des investissements à la tonne. D'autre part, il existe un lien entre l'évolution des rendements et les investissements. En conséquence, il est fort probable que la variation des « autres coûts » ne sera pas indépendante de l'augmentation des rendements.

L'accroissement sensible de la production de charbon aux États-Unis en 1975 et la concurrence d'autres formes d'énergie, laissent prévoir que dans les quinze ans à venir de fortes améliorations des rendements seront nécessaires.

Dans ces conditions, on peut estimer que ces améliorations des rendements entraîneront une augmentation des autres coûts. En effet, l'extension des capacités de production se répercuteront sur les investissements à la tonne; en 1960, ces investissements sont estimés ⁽¹⁾ en moyenne à 10 dollars à la

⁽¹⁾ Report to the Joint Committee on Atomic Energy — Congress of the United States (volume 4).

tonne de la production annuelle, pour l'ensemble des mines souterraines et à ciel ouvert.

D'autre part, la situation actuelle des mines américaines indique quelques tendances en sens contraire. Il est déjà mentionné ci-dessus le phénomène de concentration. Dès lors, on peut estimer qu'une certaine rationalisation s'effectuera, surtout dans les investissements. De plus, la production à l'heure actuelle s'effectue sur la base d'une durée de travail de 8 heures par jour et de 180 jours ouvrables par an. Une modification en hausse de ces chiffres conduira à une baisse des coûts d'investissement à la tonne.

Il est extrêmement difficile d'estimer exactement l'évolution probable des autres coûts. C'est pourquoi, on a envisagé diverses hypothèses concernant l'augmentation d'ici 1965 et 1975. Ces hypothèses sont indiquées au tableau 11 pour les mines souterraines et à ciel ouvert.

Tableau 11 — Hypothèses sur l'évolution des « autres coûts » (en dollars à la tonne)

	a) Mines souterraines			b) Mines à ciel ouvert		
	1965	1975	Rappel 1958	1965	1975	Rappel 1958
A	2,9	3,2	} 2,7	1,4	1,6	} 1,4
B	3,2	4,0		1,6	1,8	
C	3,5	4,5		1,9	2,1	

Étant donné le nombre d'hypothèses relatives aux divers éléments déterminant les coûts totaux à la tonne, il est préférable de représenter graphiquement les répercussions de ces diverses hypothèses (les rendements et les autres coûts).

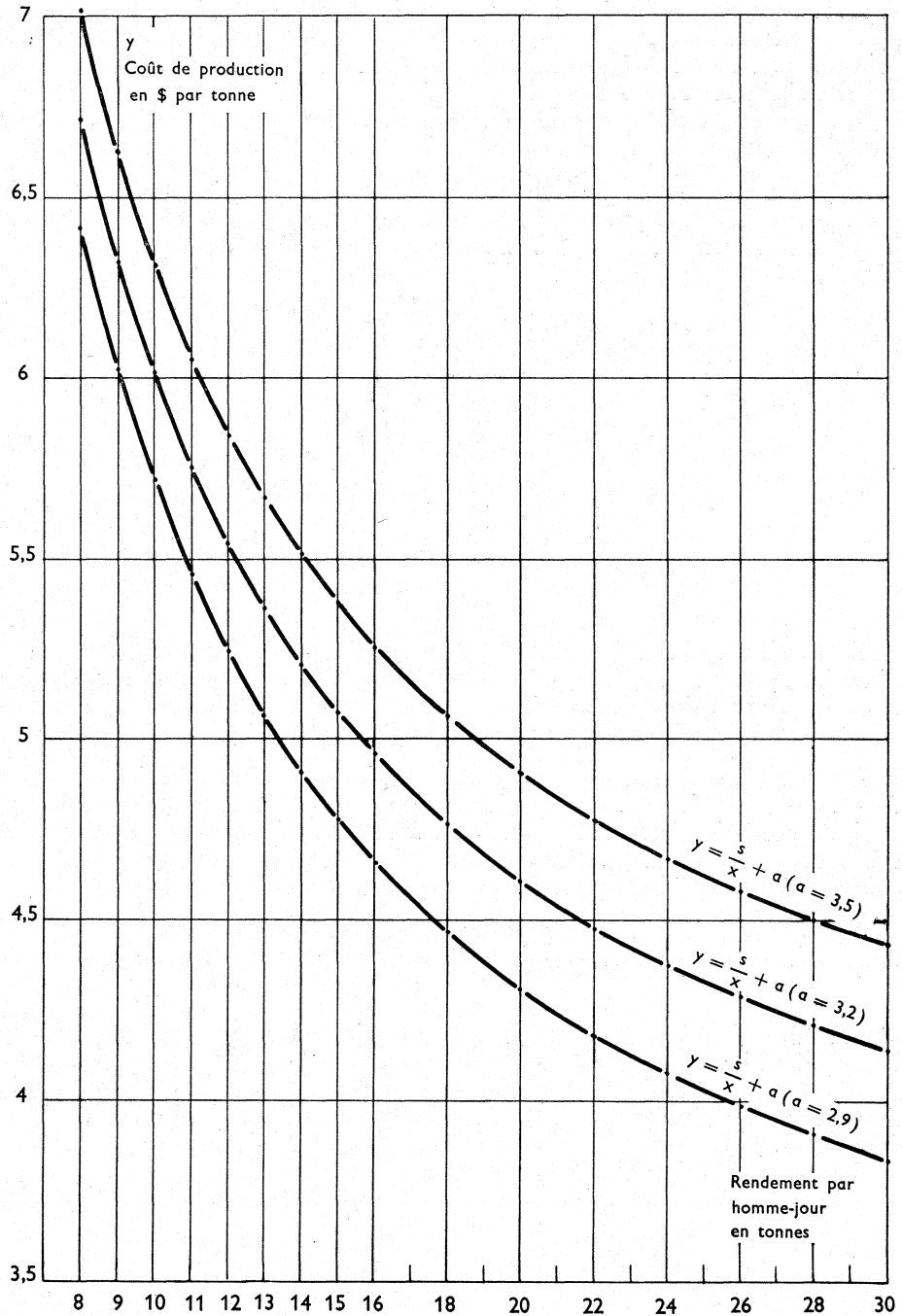
Les graphiques 1 et 2 représentent l'évolution des coûts des mines souterraines en 1965 et 1975 tandis que les graphiques 3 et 4 donnent les mêmes résultats pour l'évolution des coûts des mines à ciel ouvert. Ces graphiques indiquent en même temps les fourchettes qui résultent des différentes hypothèses concernant l'évolution des rendements et celle des autres coûts.

On peut déduire de ces graphiques un résumé des coûts de production dans les diverses hypothèses retenues en matière de rendements (I, II et III) et d'autres coûts (A, B et C).

Du tableau 12, on peut conclure que la dispersion des diverses hypothèses de variation de rendement et des autres coûts ne se répercute pas sensiblement sur les coûts totaux. En effet, pour 1965, une hausse des coûts de production n'est que peu probable tant pour les mines souterraines que pour les mines à ciel ouvert. Cette conclusion vaut surtout pour les mines souterraines où la combinaison des hypothèses les plus pessimistes (I-C) ne donne que 5,60 dollars. Dans ce type de mines, il y aura plutôt une tendance à la baisse. Pour

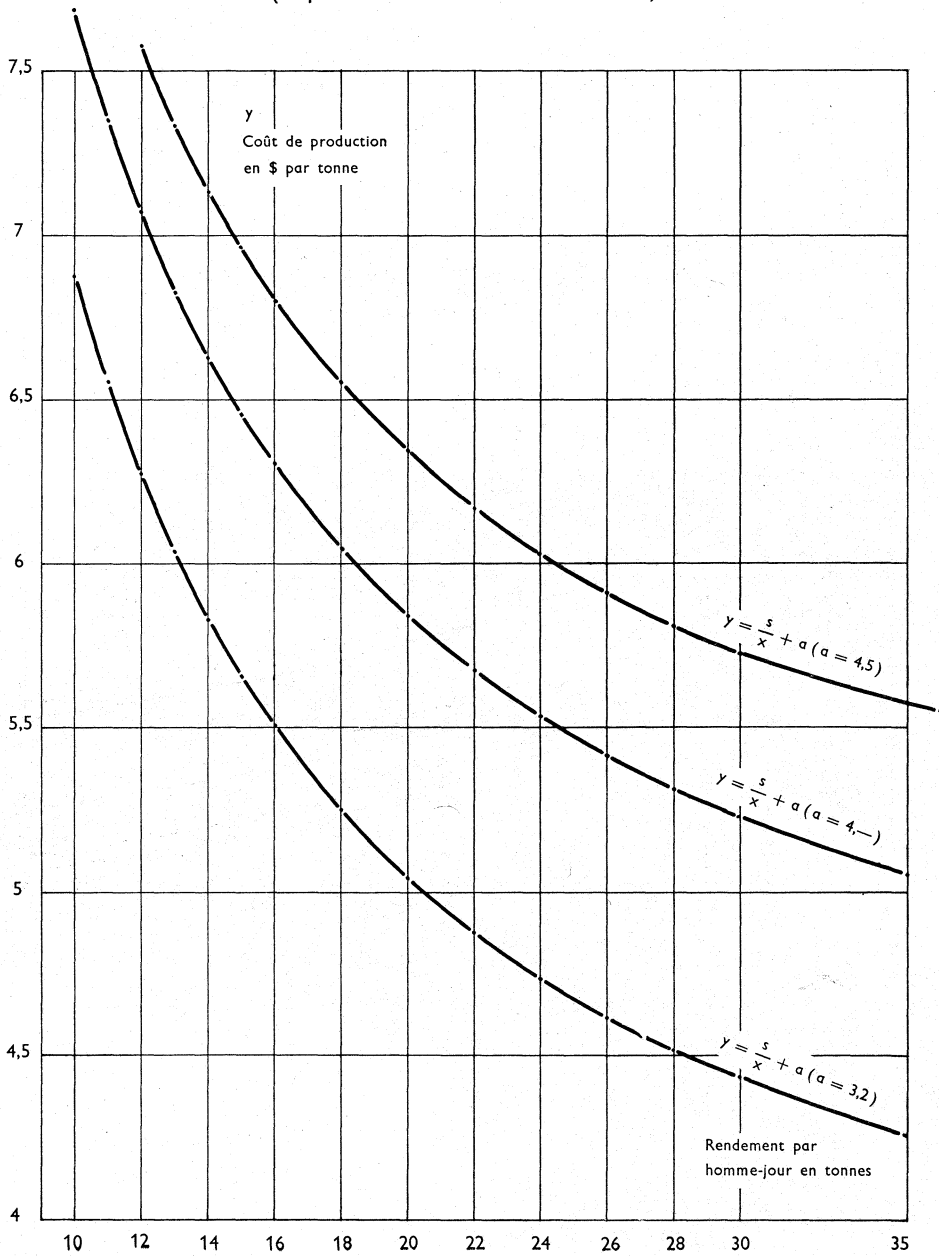
Graphique 1

Relation entre rendement et coût dans les mines de charbon américaines
(Exploitations souterraines - 1965)



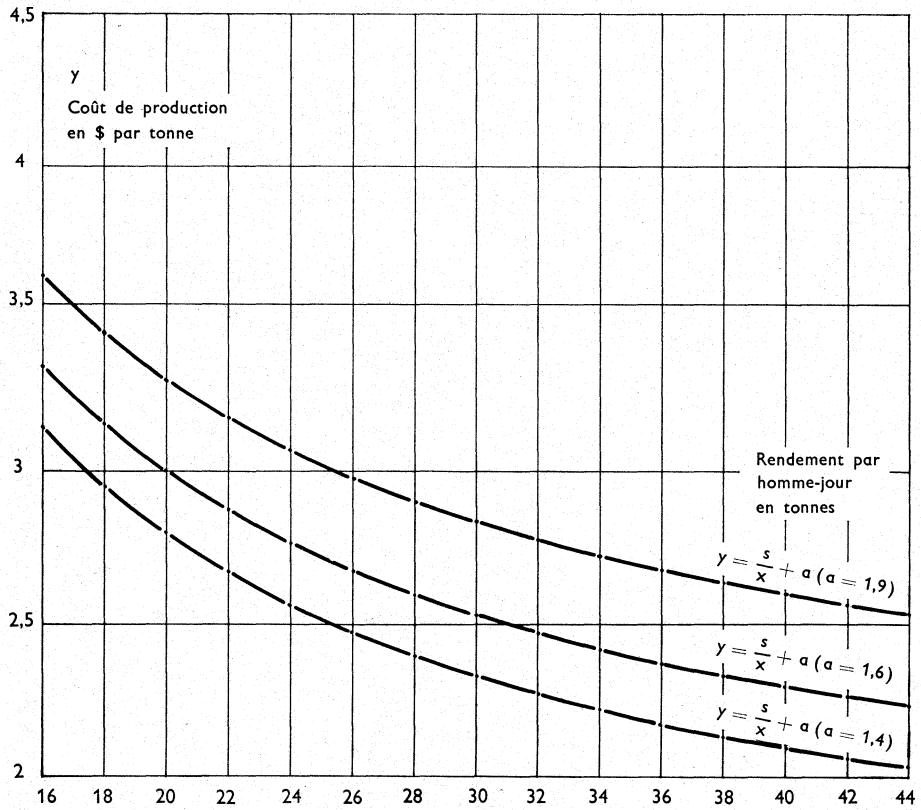
Graphique 2

Relation entre rendement et coût dans les mines de charbon américaines
(Exploitations souterraines - 1975)



Graphique 3

Relation entre rendement et coût dans les mines de charbon américaines
(Exploitation à ciel ouvert - 1965)



Graphique 4

Relation entre rendement et coût dans les mines de charbon américaines
(Exploitation à ciel ouvert - 1975)

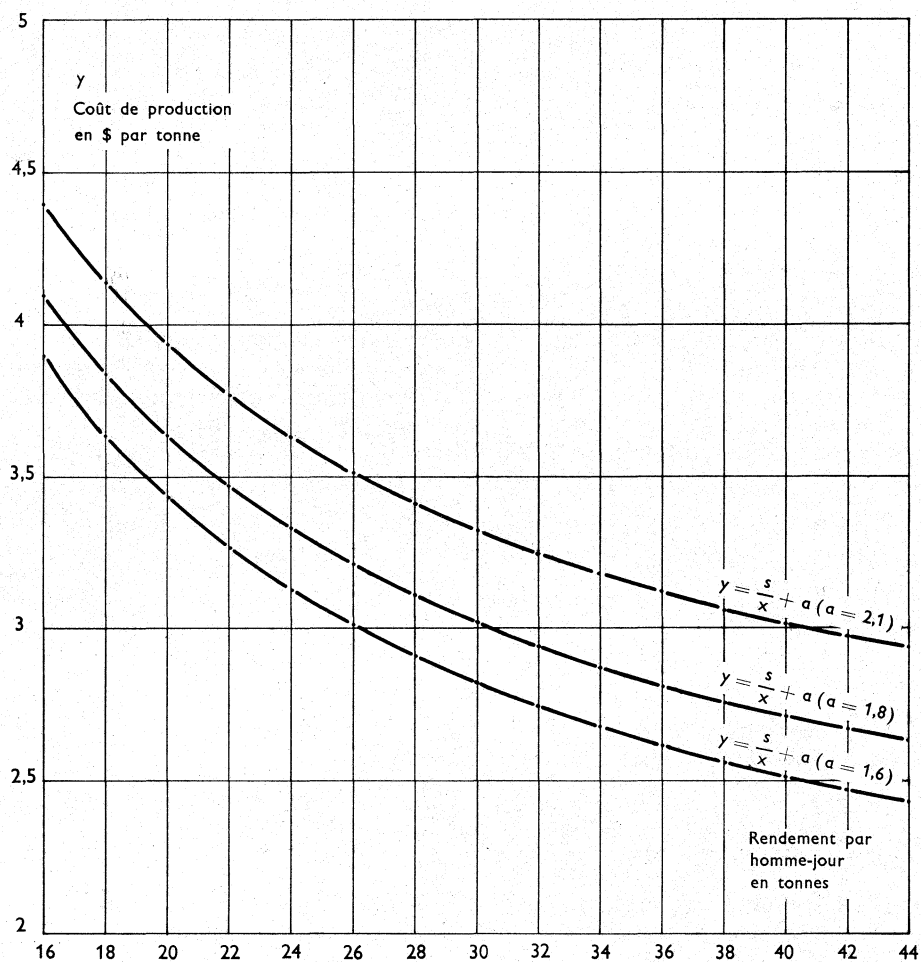


Tableau 12 — Coûts de production (en dollars par tonne)

Coûts de production							Coût actuel
Hypothèse de rendement	Autres coûts						
	1965			1975			
	A	B	C	A	B	C	
	a) Exploitations souterraines						5,60
I	5,00	5,35	5,60	5,20	6,00	6,55	
II	4,90	5,20	5,50	4,95	5,80	6,25	
III	4,75	5,05	5,35	4,75	5,50	6,00	2,90
	b) Exploitations à ciel ouvert						
I	2,55	2,75	3,05	2,90	3,10	3,40	
II	2,50	2,70	3,00	2,80	3,00	3,30	
III	2,45	2,65	3,95	2,70	2,90	3,20	

A = faible; B = moyenne; C = forte. I = faible; II = moyenne; III = forte.

A = faible; B = moyenne; C = forte. I = faible; II = moyenne; III = forte.

les mines à ciel ouvert, par contre, quelques combinaisons donnent des résultats supérieurs à 2,90. D'une part, les rendements augmenteront moins rapidement et, d'autre part, la sensibilité des coûts par rapport aux rendements est moins élevée. Il en résulte en moyenne une stabilisation des coûts. Ces résultats s'appliquent pourtant à des chiffres d'ensemble et devront être modifiés si on tient compte des grandes exploitations modernes.

La situation en 1975 est moins favorable; les chiffres donnés dans le tableau sont fréquemment supérieurs au niveau actuel.

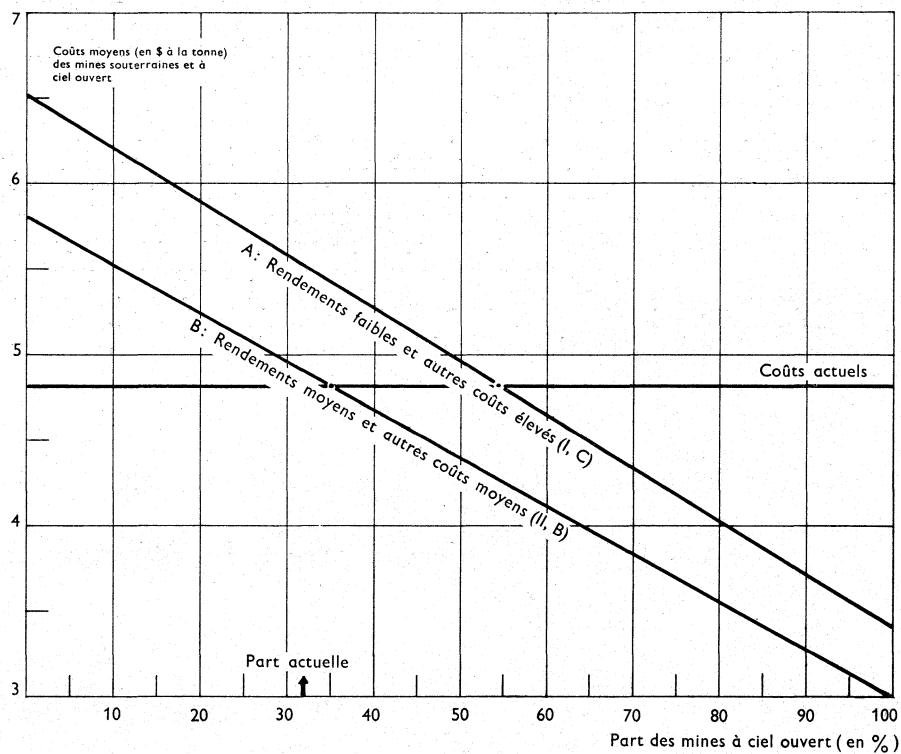
Pour les mines souterraines, la hausse des coûts totaux sera encore très modérée, mais la forte augmentation des rendements sera de plus en plus compensée par une diminution de la sensibilité des coûts par rapport aux rendements (pente de la courbe).

En ce qui concerne les exploitations des mines à ciel ouvert, une stabilisation des coûts au même niveau est assez probable.

Cependant, il faut remarquer que l'évolution des coûts moyens de production est encore fortement influencée par la part des deux types d'exploitation dans la production totale.

Dans les années écoulées, la part des mines à ciel ouvert s'est sensiblement accrue, et certains (« Coal Age ») prévoient encore une augmentation relative d'ici 1975. Par contre, le rapport américain susmentionné estime que la part des mines à ciel ouvert augmentera encore dans les prochains cinq ans, mais qu'après, une stagnation se manifesterait en raison de l'insuffisance des réserves pour maintenir cet accroissement. Ces estimations contradictoires nous ont amenés à introduire un schéma de possibilités qui montre l'incidence de la part relative de ces deux types de mines sur les coûts moyens de production (graphique 5).

Graphique 5
Les coûts moyens en 1975



Si l'on prend pour 1975 la combinaison qui donne les coûts de production les plus élevés (I-C), pour les mines souterraines et les mines à ciel ouvert, on constate que ce n'est qu'avec une part des mines à ciel ouvert égale ou supérieure à environ 50 % que les coûts moyens de production ne se modifient pas ou ont une tendance à la baisse.

Dans le graphique, on a présenté la même droite sur la base des hypothèses moyennes (B-II), mines souterraines et mines à ciel ouvert; dans ce cas, le point d'intersection correspondant au niveau actuel de coût implique une part d'environ 33 % des mines à ciel ouvert, ce qui est un peu plus élevé que le pourcentage de 1960 (30 %).

On pourrait dès lors conclure qu'en 1965 une augmentation des coûts de production aux États-Unis est peu probable. Par contre, en 1975, étant donné les hypothèses sur l'évolution des rendements et des autres coûts, il y aura une tendance à la hausse des coûts de production, qui serait au maximum de 15 % par rapport au coût actuel (combinaisons les plus défavorables des mines souterraines et à ciel ouvert (I-C) et une part des mines à ciel ouvert de 30 % dans la production totale). Dans nos prévisions, nous avons retenu une augmentation des coûts de production de 10 % d'ici 1975.

Section III

Les prix départ mine du charbon exporté

On a abouti dans la deuxième section à des conclusions dont le résumé est le suivant :

- a) Les coûts totaux à la tonne montreront une stabilisation en 1965 par rapport au niveau de 1957;
- b) Par contre, pour 1975, une augmentation par rapport à 1957 est prévue, augmentation qui pourrait s'élever au maximum à 15 %.

Il faut cependant remarquer que cette analyse concerne les coûts de la production totale du charbon américain, et par conséquent, l'évolution probable des prix de revient moyens. En fait, l'évolution des *prix* du charbon *exporté* pourrait s'en écarter, à cause de deux facteurs :

- l'évolution des coûts de production du charbon *exporté* pourrait être différente de celle de l'ensemble de la production charbonnière;
- la politique de prix des entrepreneurs américains pourrait être différente sur le marché intérieur et à l'exportation.

On va procéder à l'examen successif de ces deux éléments.

A — L'évolution des coûts du charbon exporté

Il faut rappeler que l'exportation de charbon à coke concerne des charbons qui proviennent principalement de Virginia, West Virginia et éventuellement de Pennsylvania, tandis que pour les autres régions charbonnières les frais de transport sont trop élevés. En outre, il faut noter que le charbon à coke exporté est principalement produit par des mines souterraines. Quant au charbon à vapeur, les mines à ciel ouvert prennent de plus en plus d'importance, alors que ce charbon provient cependant des mêmes régions que le charbon à coke.

Il est possible que l'évolution des coûts de ces charbons ne corresponde pas complètement à l'évolution prévue pour l'ensemble de la production charbonnière.

Cependant, les informations statistiques disponibles ne permettent pas une analyse complète de l'évolution des coûts dans ces régions et de celle de certains types particuliers de charbon.

Il a donc fallu se limiter à une comparaison assez globale de quelques indications saillantes en ce qui concerne la production de charbon de ces États par rapport à la production totale.

Au tableau 13, on a également indiqué la production, le pourcentage des divers types de mines (souterraines, à ciel ouvert et tarières), le rendement par jour et par ouvrier et les prix.

Tableau 13 — Chiffres sur la production du charbon dans les régions exportatrices en 1960 (en short tons)

Régions	Pro- duction totale	Pourcentage des mines			Rendement par jour par ouvrier/mines				Prix à la tonne (en dollars)
		souter- raines	à ciel ouvert	tarières	souter- raines	à ciel ouvert	tarières	total	
Virginia	27,8	92,8	4,9	2,3	9,44	26,97	33,04	9,92	4,86
West Virginia	118,9	91,8	5,7	2,5	11,78	13,65	34,30	12,07	5,32
Pennsylvania	65,4	67,4	31,9	0,7	9,04	17,03	18,53	10,68	5,52
Total	212,1	85,1	13,8	1,1	10,76	16,70	32,26	11,35	5,30
Total États-Unis	415,5	68,6	29,5	1,9	10,64	22,93	31,36	12,83	4,86

Source: Coal - Bituminous and Lignite 1960.

On peut conclure de ces chiffres que dans les régions exportatrices, la part des mines souterraines par rapport au total est élevée par rapport au total (85 et 68 %) et le niveau des rendements sensiblement le même que la moyenne sauf pour les mines à ciel ouvert. Le rendement moyen, toutes mines confondues, est légèrement inférieur au chiffre relatif à l'ensemble de la production.

En ce qui concerne les prix, les prix moyens du charbon en provenance de ces régions sont plus élevés que les prix totaux.

En général, la situation actuelle montre des écarts assez limités dans les rendements moyens. Aucune indication n'étant disponible sur l'évolution d'ici 1975, on a admis pour les coûts de charbon exporté une évolution analogue à celle de l'ensemble de la production telle qu'elle a été chiffrée dans la deuxième section.

L'écart limité constaté actuellement en faveur des régions exportatrices tendrait à renforcer la conclusion selon laquelle une stabilité relative du prix départ mine est l'hypothèse la plus probable.

B — Les prix à l'exportation par rapport aux prix intérieurs

Au cours des années écoulées, on a constaté des différences entre les prix pratiqués pour les charbons américains sur le marché intérieur et à l'exportation. En effet, les prix départ mine à l'exportation furent presque toujours inférieurs à ceux du charbon livré à l'intérieur. Cependant, cet écart a accusé des fluctuations conjoncturelles déterminées par les variations de la demande d'énergie tant aux États-Unis qu'en Europe.

Ceci s'explique par le caractère marginal des exportations de charbon aux États-Unis et l'instabilité de la demande extérieure.

Dans les périodes de faiblesse de la demande intérieure, les exportations ont contribué à maintenir le niveau de production. Ceci s'est répercuté sur les prix qui ont été calculés dans une large mesure sur la base des coûts marginaux.

Dans ces conditions, on peut envisager que la persistance de cet écart dépendra globalement des facteurs suivants :

- a) L'évolution de la demande aux États-Unis : étant donné nos hypothèses de base, il faut tenir compte d'une forte augmentation de celle-ci ;
- b) L'importation du charbon américain par le reste du monde et notamment l'Europe. Si l'on admet, d'une part, que le volume moyen de ces importations augmentera sensiblement d'ici 1975 et que, d'autre part, ces importations, en raison de leur caractère structurel, accuseront des variations conjoncturelles et accidentelles moins accentuées, il est probable que l'écart entre le prix à l'exportation et le prix intérieur diminuera. Cette tendance se manifeste déjà dans la politique des grands producteurs américains. Dans les prévisions à moyen et à long terme aux États-Unis, les prix intérieur et à l'exportation sont considérés comme identiques.

En conclusion, il ne semble pas exister de raisons péremptoires d'admettre l'hypothèse de la permanence de l'écart entre prix intérieur et prix à l'exportation, tout au moins si l'on se place dans l'optique d'une exportation importante et régulière. On supposera donc que les prix à l'exportation seront plus ou moins adaptés aux niveaux des prix intérieurs d'ici quelques années.

C — Récapitulation

Sur la base des réflexions précédentes, nous aboutissons aux conclusions suivantes en ce qui concerne l'évolution des prix départ mine du charbon à destination de l'étranger :

- 1° Pour 1965, une hausse des coûts de production ne semble probable, ni pour le charbon à coke ni pour le charbon vapeur. D'autre part, il nous semble que l'écart entre les prix intérieurs et les prix à l'exportation disparaîtra entre 1962 et 1965. Ceci conduit à une augmentation des prix à l'exportation de 0,50 et 0,25 dollar (à la tonne courte) respectivement pour le charbon à coke et le charbon vapeur.
- 2° Pour 1975, par contre, nous estimons que les coûts de production s'accroîtront par rapport à 1965. En ce qui concerne les charbons à coke la hausse serait de l'ordre de 10 %, ce qui se reflèterait proportionnellement dans les prix à l'exportation.

Mais pour le charbon vapeur, qui pourrait dans l'avenir provenir en proportion notable d'exploitations à ciel ouvert, il nous semble raisonnable de retenir finalement les hypothèses qui conduisent à des coûts de production relativement réduits (hypothèse : rendements élevés et autres coûts faibles).

Comme nous l'avons déjà mentionné ci-dessus, il existe, à l'heure actuelle un éventail très large en ce qui concerne la dimension et, par conséquent, le rendement de ces exploitations. Cette situation suggère l'existence de grandes possibilités de concentrations et d'une augmentation des rendements. Ceci nous conduit à envisager plutôt une stabilisation des prix à l'exportation du charbon vapeur par rapport à 1965.

Dans ces conditions, l'estimation des prix départ mine des diverses qualités de charbon importé par les pays de la Communauté se résume comme suit, en donnant en fourchette les chiffres pour 1975.

Tableau 14 — Prix départ mine (en dollars)

	Charbon à coke						Charbon à vapeur ⁽²⁾	
	Pocahontas		Sewell		Mélange ⁽¹⁾		a	b
	a	b	a	b	a	b		
Prix à l'exportation actuel	5,90	6,50	5,50	6,00	4,75	5,25	4,00	4,40
Ecart entre prix à l'exportation et prix intérieurs	0,50	0,55	0,50	0,55	—	—	0,25	0,25
1965	6,40	7,05	6,00	6,55	4,75	5,25	4,25	4,65
1975 { de	6,90	7,60	6,45	7,10	5,05	5,55	4,15	4,55
à	7,50	8,35	7,00	7,70	5,90	6,40	4,80	5,30

a : en tonnes courtes.

b : en tonnes métriques.

⁽¹⁾ 50 % de Pocahontas et 50 % de Clintwood.

⁽²⁾ High or medium volatile, cendres inférieures à 10, humidité environ 4, soufre inférieur à 1,25, pouvoir calorifique 7.700/7.800 cal.

Section IV

Les frais de transport et les prix fob

Nous allons examiner ici l'évolution des frais de transport de charbon entre les mines et les ports, frais de chargement inclus.

L'analyse se limite au charbon à coke et au charbon vapeur, l'anthracite n'ayant pas d'importance pour les besoins des pays de la Communauté, étant donné le prix rendu élevé de l'anthracite américain par rapport à celui de la Communauté. Comme il est déjà mentionné plus haut, les régions productrices des charbons exportés sont principalement Virginia et West Virginia. Ces charbons sont surtout expédiés via les ports de Hampton Roads : Newport News et Norfolk. Ces ports assurent l'exportation de 94 % du total des charbons, tandis que le reste passe par Baltimore et Philadelphie. Nous nous limiterons dans notre analyse surtout au transport par Hampton Roads.

A l'heure actuelle, le transport de charbon par Hampton Roads à destination de l'étranger est assuré par deux compagnies de chemin de fer, à savoir par le Chesapeake and Ohio Railway pour le port de Newport News et par le Norfolk and Western Railway pour celui de Norfolk. La situation actuelle résulte d'un mouvement de concentration très fort qui a été réalisé avant 1960. Ces compagnies, qui sont étroitement liées aux mines, ont dans ces ports leurs propres installations pour le chargement. Ceci implique un prix d'ensemble des frais de transport et de chargement du charbon (free in). Par ailleurs, ce transport se réalisera de plus en plus, comme il existe déjà en fait, par des trains blocs de fort tonnage, dont 4 ou 5 pourraient fournir la totalité du chargement des plus gros navires. Ceci se reflète fortement dans les prix de transport. Il est intéressant de mentionner quelques chiffres sur ces frais à l'heure actuelle. Les distances moyennes depuis les mines jusqu'à Hampton Roads varient, selon les bassins miniers, entre 690 et 1020 km. Les prix à l'exportation (free in) sont compris entre 4,40 et 4,65 dollars à la tonne métrique.

En ce qui concerne l'évolution probable de ces frais d'ici 1975, il faut d'abord rappeler que nos prévisions dans le cadre des objectifs généraux sont basées sur l'hypothèse d'un niveau de prix général constant. Le problème des frais de transport se réduit alors à l'évolution de ces prix relatifs au niveau général. Il nous semble également important de fonder nos estimations sur l'hypothèse d'une exportation de charbon vers l'Europe, d'un caractère régulier en 1975. Évidemment, on ne prévoit pas une absence absolue des fluctuations soit conjoncturelles soit accidentelles. Mais elles peuvent être négligées dans nos prévisions à long terme, si on se concentre sur l'analyse de la tendance à long terme.

Dans ces conditions, le problème de transport de charbon à l'intérieur des États-Unis dans ce cadre se place donc dans la perspective d'un flux continu de charbon vers l'extérieur.

La capacité de transport vers un endroit et le chargement dans le port actuellement disponible est un facteur très important. Pour Norfolk, l'ensemble de la capacité de chargement des charbons transportés par le Norfolk and Western Railway et la capacité portuaire du Virginia Railway, absorbé par le Norfolk and Western depuis fin 1959, s'élève à 125 millions de tonnes métriques par an. Les installations de Newport News sont estimées à 65 millions de tonnes métriques. Ces chiffres représentent pourtant des capacités « théoriques », sans tenir compte de l'accostage, du déplacement des appareils, du chargement de cale en cale et de l'évacuation du navire. Les corrections nécessaires dans ce domaine dépendent cependant des dimensions du navire. Si l'on admet comme correcteur un tiers de la capacité, on aboutit en résumé à une capacité totale de chargement de plus de 125 millions de tonnes métriques.

D'autre part, les parcs de wagons des compagnies de chemin de fer semblent être plus vastes. Par exemple, le Chesapeake and Ohio Railway qui n'assure que 30 % des expéditions totales par Hampton Roads dispose d'un parc de 70.000 wagons avec une capacité de chargement de 50 à 70 tonnes métriques par wagon. Étant donné la durée du voyage (aller et retour : 10 jours) il semble que la capacité de transport est plus élevée que la capacité de chargement des ports.

En plus, les ports de Hampton Roads, tant du point de vue de la navigabilité que des installations, sont parfaitement adaptés aux expéditions par grands bateaux de 40.000 à 50.000 tonnes. A Baltimore et Philadelphie, par contre, ces possibilités sont plus limitées.

Au tableau 15 on a indiqué quelques chiffres sur les expéditions de charbon par les ports atlantiques aux États-Unis pour 1960 et 1957, cette dernière année étant l'année des expéditions les plus élevées dans les dix années écoulées.

Tableau 15 — Expéditions de charbon des États-Unis par les ports atlantiques (en millions de tonnes courtes)

	1957	1960
Total des expéditions (New York exclu)	75,8	38,0
dont par Hampton Roads	60,6	29,5
Exportations (Canada exclu)	56,7	24,7
dont par Hampton Roads	51,1	23,2
Exportations vers		
— les pays de la Communauté	37,8	12,4
— les autres pays d'Europe	10,9	4,5
— le Japon	4,9	5,7
— l'Amérique du Sud	2,2	2,2

Source: Bureau of mines minerals. Yearbook 1960; Virginia State Ports Authority.

Malgré l'excédent de capacité à l'heure actuelle, il faudrait tenir compte de la nécessité d'une extension de cette capacité d'ici 1975 si l'on veut assurer une augmentation considérable des exportations vers les pays de la Communauté. Mais aussi, l'évolution des exportations vers l'Europe,

le Japon et l'Amérique du Sud sera un facteur important, tandis que les autres expéditions (surtout vers le Canada) pourraient éventuellement se déplacer à cause de l'achèvement de la canalisation du Saint-Laurent.

Dans ces conditions, les prévisions concernant l'évolution des prix de transport du charbon sont extrêmement difficiles. D'une part, dans le cas d'une forte augmentation des exportations, les réserves de capacité existantes en 1960 pourraient entraîner une baisse des coûts moyens et par conséquent se répercuter également sur les prix. D'autre part, au fur et à mesure que ces capacités seront pleinement utilisées à plus long terme, l'extension nécessaire de ces capacités pourrait conduire à une hausse des prix.

En vue de ces tendances assez incertaines mais contradictoires, nous avons envisagé pour 1975 que les prix de transport et de chargement seront sensiblement au même niveau qu'en 1960, à savoir qu'ils seront compris entre 4,40 et 4,65 dollars à la tonne métrique.

L'évolution du prix fob États-Unis se résume comme suit :

Tableau 16 — Prix à l'exportation fob Hampton Roads (en dollars par tonne métrique)

	Charbon à coke			Charbon à vapeur
	Pocahontas	Sewell	Mélange	
<i>1960</i>				
Prix départ mine	6,50	6,00	5,25	4,40
Frais de transport ⁽¹⁾	4,50	4,50	4,50	4,50
Prix fob	11,00	10,50	9,75	8,90
<i>1965</i>				
Prix départ mine	7,05	6,55	5,25	4,65
Frais de transport ⁽¹⁾	4,50	4,50	4,50	4,50
Prix fob	11,55	11,05	9,75	9,15
<i>1975</i>				
Prix départ mine	7,60 à 8,35	7,10 à 7,70	5,55 à 6,40	4,55 à 5,30
Frais de transport ⁽¹⁾	4,40 à 4,65	4,40 à 4,65	4,40 à 4,65	4,40 à 4,65
Prix fob	12,00 à 13,00	11,50 à 12,75	9,95 à 11,05	8,95 à 9,95

⁽¹⁾ Free in.

Section V

Les coûts de transport maritime

A — Introduction

Faisant suite aux conclusions du paragraphe précédent sur les prix fob Hampton Roads des charbons américains, on tentera de présenter ci-après des

indications sur l'évolution probable du coût du transport transatlantique du charbon, pour aboutir finalement à des estimations des prix cif.

Bien entendu, cette étude sur l'évolution future de ces coûts se place dans le cadre général des perspectives énergétiques à long terme. Il faut bien distinguer ce problème des prévisions à court terme où, en l'espace de quelques années, comme le montre l'expérience des dix années écoulées, des fluctuations énormes dans les taux de fret peuvent être observées.

Jusqu'à présent, la demande des pays de la Communauté en charbons importés (surtout en provenance des États-Unis) a eu largement un caractère d'importations d'appoint, très variables d'une année à l'autre, et les fortes fluctuations de frets sont principalement dues à ce phénomène. Dans les projections à long terme, par contre, l'essentiel du problème sera d'analyser les conséquences d'une demande structurelle, et, par conséquent, régulière. Certes, même dans cette optique, les variations de la demande autour de ce trend ne sont pas exclues, mais elles ne font pas l'objet de l'étude où on se concentre sur le problème à long terme.

B — La procédure de calcul adoptée

En se plaçant dans l'optique qui vient d'être définie, on est conduit à analyser l'évolution des coûts du transport transatlantique, dans les conditions suivantes :

- la demande (donc le volume du charbon transporté) présentera une évolution régulière et, étant donné les résultats du rapport général, sera considérablement au-dessus du niveau actuel;
- l'offre s'adaptera, à long terme, à la demande de façon que les coûts de transport pour le charbon importé soient aussi bas que possible;
- le prix d'équilibre (taux de fret) à long terme sera égal à ces coûts minima, éventuellement augmenté d'un bénéfice.

Pour prévoir l'évolution des coûts, on va procéder à une analyse de l'évolution probable des principaux éléments du coût de transport :

- 1^o amortissements et charges financières,
- 2^o assurance,
- 3^o charge d'équipage,
- 4^o combustibles,
- 5^o entretien,
- 6^o frais de port,
- 7^o frais divers,
- 8^o bénéfice.

Les calculs seront effectués pour des charbonniers de tonnages différents. En effet, le tonnage des bateaux a une influence décisive sur l'évolution des frais de transport.

Trois remarques préliminaires sont encore nécessaires :

a) Les perspectives de l'expansion globale et, donc, le cadre général de l'étude relative aux perspectives énergétiques se fondent sur l'hypothèse d'une stabilité du niveau général des prix. Cette hypothèse n'exclut pas des variations de prix dans certains secteurs de certains produits, autour de la moyenne, mais celle-ci est stable.

Lorsqu'on a admis que les prix de certains produits varieraient, on l'a mentionné explicitement. Soulignons aussi que l'hypothèse de la stabilité des prix implique que pour l'économie dans son ensemble, l'évolution des salaires soit égale à celle de la productivité globale.

b) Le transport du charbon américain s'effectue de Hampton-Roads vers divers ports des pays de la Communauté. On a retenu pour le calcul le transport Hampton Roads - ARA (Anvers-Rotterdam-Amsterdam). On peut remarquer que les différences avec les autres ports, notamment les ports français, ne sont pas très grandes.

c) Comme le montrent les schémas de calcul ci-après, le tonnage des charbonniers constitue un élément important pour les coûts à la tonne. On a raisonné sur trois types de navires. Le premier est un bateau de 15.600 tdw qui représente plus ou moins la situation actuelle, bien que le tableau ci-dessous, qui donne la répartition de la flotte marchande mondiale de cargos secs selon les catégories de TJB, montre qu'un tel navire est encore actuellement au-dessus de la moyenne.

Répartition en % des cargos secs

	tdw	%
entre	100 et 2.999	11,4
»	3.000 » 5.999	11,0
»	6.000 » 8.999	11,5
»	9.000 » 11.999	39,8
»	12.000 » 14.999	13,5
»	15.000 » 22.499	7,7
»	22.500 » 29.999	1,6
»	30.000 » 37.499	1,3
»	37.500 » 44.999	0,7
»	45.000 » plus	0,8

On a ensuite retenu un charbonnier de 30.000 tdw, représentant le type moyen en construction à l'heure actuelle pour le transport atlantique. Enfin, on a examiné un type de 45.000 tdw, en admettant que ce type de charbonnier sera largement en service vers 1975.

Les données de base pour les calculs des trois types de charbonnier se résument ainsi :

	15.600	30.000	45.000
Distance HR - ARA en milles marins	3.600	3.600	3.600
Vitesse en milles marins par heure	13,5	15,0	
Jours de voyage (aller et retour + chargement et aléas)	27	26	28
Nombre de rotations par an	13	13	12
Charge effective (en tonnes)	14.900	28.500	44.000
Tonnage transporté par an en milliers de tonnes	194	370	528

Pour les schémas de calcul on s'est basé sur des renseignements de diverses sources, notamment :

- Institut für Schiffahrtforschung, Hamburg
- G. Parisot — Revue française de l'Énergie, juin 1960
- Statistique des transports maritimes
- Shipping World
- M. F. Mening : La conjoncture de la navigation mondiale (1937-1959) et les tendances de son évolution

C — Les calculs

On examinera maintenant, pour les divers types de navires, l'évolution, à long terme, des différents éléments de coûts :

a) *Amortissements et charges financières.* — Pour les déterminer, il est nécessaire de prévoir le coût de la construction d'un charbonnier selon divers tonnages. Il est certain que le coût à la tonne diminue suivant le tonnage du bateau. Après un examen des diverses sources disponibles, on a retenu les chiffres ci-dessous pour la situation actuelle ⁽¹⁾ :

Type de charbonnier (en tdw)	Coût à la tdw (en dollars)
15.600	186
30.000	175
45.000	165

En ce qui concerne l'évolution jusqu'à 1975, nous avons cru raisonnable d'admettre une stabilité de ces coûts, ce qui implique globalement que l'évolution de la productivité des chantiers navals sera analogue à celle de la productivité globale. On retient donc les mêmes chiffres pour 1975 ⁽²⁾.

⁽¹⁾ Compte tenu d'éventuelles aides à la construction navale.

⁽²⁾ Il faut remarquer pourtant que cette hypothèse implique également la constance de la part des subventions éventuelles dans les coûts de construction.

On a raisonné avec un taux d'intérêt de 6 %. En ce qui concerne la durée de vie du navire, compte tenu du fait qu'on suppose une exploitation ininterrompue (sauf arrêts pour les réparations), on peut admettre sur la base des pratiques courantes un chiffre de 14 ans. On est conduit alors à une annuité financière de 10,7 % du coût de construction ⁽¹⁾.

b) *Assurance.* — Les frais d'assurance se répartissent comme suit :

L'assurance-corps	: 2 % de la valeur neuve
L'intérêt armateur	: 5/8 % de 20 % de la valeur neuve : 1/8 %
Assurance fret	: 1 %
P et J (assurance contre les tiers)	

On aboutit aux chiffres suivants :

<i>Tonnage</i>	<i>En dollars à la tonne</i>
15.600	0,40
30.000	0,38
45.000	0,37

Les mêmes chiffres sont retenus pour 1975.

c) *Charge d'équipage.* — Elle comprend :

- la solde des marins (y compris les prestations sociales et l'indemnité de loisirs) ;
- la nourriture.

On a admis les chiffres suivants pour les divers types de bateaux :

Tonnage	Nombre des hommes d'équipage	Salaire par homme/an en dollars	Charge totale par an en 1.000 dollars	Charge d'équipage par tonne en dollars
15.600	40	3.000	120,0	0,62
30.000	45	3.000	135,0	0,37
45.000	50	3.000	150,0	0,28

Pour 1975, nous avons admis l'hypothèse d'une augmentation des rémunérations analogue à l'évolution de la productivité globale.

d) *Combustibles.* — La consommation retenue est résumée comme suit :

⁽¹⁾ Si on avait admis une durée de vie de 20 ans, cette annuité serait de 8,7 %. L'écart sur le coût total serait d'environ 0,3 dollar.

Tonnage	Fuel lourd				Diesel-oil				Ensemble (*) à la tonne transportée
	Consommation par jour de mer en tonnes	Nombre de jours par voyage	Prix en dollars par tonne	Coût à la tonne transportée	Consommation par jour de mer en tonnes	Nombre de jours par voyage	Prix en dollars par tonne	Coût à la tonne transportée	
15.600	20	23	20,00	0,48	0,7	27	25	0,02	0,52
30.000	35	21	20,00	0,40	1,5	26	25	0,03	0,45
45.000	45	21	20,00	0,36	2,0	28	25	0,03	0,41

(*) Majoré pour d'autres ingrédients.

Les mêmes prix ont été retenus pour 1975.

e) *Entretien.* — D'après les informations disponibles, l'entretien peut être évalué comme suit :

<i>Tonnage</i>	<i>En dollars à la tonne</i>
15.600	0,23
30.000	0,18
45.000	0,13

Pour l'extrapolation, on a admis une stabilité des prix, donc les mêmes chiffres sont valables à long terme.

f) *Frais de port.* — Pour les ports ARA et Hampton Roads, on a admis :

<i>Tonnage</i>	<i>En dollars à la tonne</i>
15.600	0,25
30.000	0,22
45.000	0,20

Les mêmes chiffres ont été admis pour 1975.

Il y a lieu d'observer que plusieurs ports européens peuvent recevoir des bateaux jusqu'à 45.000 tonnes.

g) *Divers.* — Le poste comprendra :

- une partie des coûts de chargement, le « trimming »; les autres coûts de chargement sont inclus dans les prix fob Hampton Roads et les coûts de déchargement sont compris dans les frais de transport à l'intérieur des pays de la Communauté;
- des frais généraux.

L'ensemble a été, calculé sur la base de 10 % des autres frais, estimé en dollars à la tonne transportée :

15.600 t	0,41 dollar
30.000 t	0,34 dollar
45.000 t	0,30 dollar

h) Les bénéfices. — Étant donné que la rémunération de capital a déjà été prise en compte plus haut et qu'on a également incorporé des frais généraux, on peut envisager un bénéfice de l'ordre de 5 % des coûts totaux.

Tableau 17 — Schéma d'exploitation des charbonniers (en dollars par tonne transportée)

	15.600 tdw	30.000 tdw	45.000 tdw
Éléments du coût			
Amortissements et charges financières	1,53	1,46	1,42
Assurances	0,40	0,38	0,37
Charges d'équipage	1,12	0,67	0,50
Combustibles	0,52	0,45	0,41
Entretien	0,23	0,18	0,13
Frais de port	0,25	0,22	0,20
Frais divers	0,41	0,34	0,30
Total des coûts en 1975	4,46	3,70	3,33
Bénéfice	0,22	0,19	0,17
Total (bénéfice inclus) en 1975	4,68	3,89	3,50
Situation actuelle « calculée » (bénéfice inclus)	4,11	3,54	3,24

D — Résultats d'ensemble

Bien que les calculs effectués soient assez globaux, ils permettent de conclure que :

- 1° Pour le charbonnier de 15.600 tdw représentant plus ou moins le bateau actuel, il y a, dans l'avenir, une tendance à la hausse des coûts;
- 2° Mais le changement probable dans le tonnage des bateaux employés d'ici une quinzaine d'années pourrait, dans une large mesure, compenser cette hausse. En admettant pour le charbonnier assurant en 1975 le transport atlantique de charbon, un tonnage compris entre 30.000 et 45.000 tdw, on aboutirait à un fret à long terme de 3,40 à 4,00 dollars à la tonne. Ce chiffre est sensiblement égal au niveau actuel.

Section VI

Résumé — Les prix cif

Les résultats des paragraphes précédents permettent alors d'indiquer, sur la base des hypothèses mentionnées, les prévisions concernant le prix cif des charbons américains.

A partir du tableau 17, on a dressé, à l'aide des conclusions sur les frais de transport maritime, un tableau aboutissant à des prix cif ARA pour les divers types de charbon retenus (pour 1975 en fourchette) :

Tableau 18 — Les prix cif du charbon américain (en dollars par tonne métrique)

	Charbon à coke			Charbon à vapeur
	Pocahontas	Sewell	Mélange	
<i>1960</i>				
Prix départ mine	6,50	6,00	5,25	4,40
Frais de transport (E.U.)	4,50	4,50	4,50	4,50
Prix fob	11,00	10,50	9,75	8,90
Frais de transport (Atlantique)	3,50	3,50	3,50	3,50
Prix cif	14,50	14,00	13,25	12,40
<i>1975</i>				
Prix départ mine	7,60 à 8,35	7,10 à 7,70	5,55 à 6,40	4,55 à 5,30
Frais de transport (E.U.)	4,40 à 4,65	4,40 à 4,65	4,40 à 4,65	4,40 à 4,65
Prix fob	12,00 à 13,00	11,50 à 12,35	9,95 à 11,05	8,95 à 9,95
Frais de transport (Atlantique)	3,40 à 4,00	3,40 à 4,00	3,40 à 4,00	3,40 à 4,00
Prix cif ⁽¹⁾	15,40 à 17,00	14,90 à 16,35	13,35 à 15,05	12,35 à 13,95

⁽¹⁾ Dans le texte principal, on a tenu compte des incertitudes générales et on a parfois élargi la fourchette.

ANNEXE 11

Les conditions économiques d'approvisionnement en pétrole

SOMMAIRE

<i>Section I: INTRODUCTION</i>	571
<i>Section II: LA DEMANDE DE PÉTROLE DANS LE MONDE ET DANS LA COMMUNAUTÉ</i>	574
A — Vue d'ensemble de la consommation future dans le monde	574
B — Vue d'ensemble pour le monde entier	578
<i>Section III: L'OFFRE DE PÉTROLE</i>	579
A — L'offre potentielle	579
1. La productibilité et les réserves decapacité de production de pétrole brut	579
2. Réserves prouvées et offre potentielle totale	580
B — Les coûts	582
1. Recherche et production	582
2. Les transports maritimes	587
3. Le raffinage	588
C — Vue d'ensemble	591
1. Compétitivité des bruts	591
2. Perspectives de production par zones	593
3. Structure des coûts	597
<i>Section IV: LES PRIX</i>	598
A — L'évolution passée des prix	598
1. Prix fob du pétrole brut	598
2. Prix des produits raffinés	601
B — Rapports des prix des produits entre eux et avec ceux du pétrole brut	602
C — Les prix dans la Communauté	605
1. Prix des produits	605
2. Valorisations globales des pétroles bruts	608
D — Coûts et prix des fuels lourds	609
Conclusion générale	611
Appendice 1 : <i>La demande de pétrole dans la Communauté</i>	613
Appendice 2 : <i>Tableaux de prix aux consommateurs et de valorisation des principaux produits et des pétroles bruts de diverses origines</i>	617
Appendice 3 : <i>Bibliographie</i>	621

Liste des tableaux

1 — Consommation de pétrole dans le monde 1960-1975	578
2 — Rapport réserves/demande dans le monde fin 1960	581
3 — Production de pétrole brut des États-Unis à différents niveaux de prix, compte tenu du progrès technique	584
4 — Coûts des pétroles bruts de diverses origines	587
5 — Rendements en produits de divers bruts et coûts de raffinage	589
6 — Pourcentages de la consommation d'essence par rapport au marché total du pétrole dans la Communauté en 1975	590
7 — Coûts cif approximatifs des bruts de diverses origines sur différentes destinations	592
8 — Production mondiale de pétrole par grandes zones 1960-1975	596
9 — Cotations des produits raffinés cif (Europe du Nord)	609

Section I

Introduction

Le but de la présente annexe est de dégager les éléments techniques, économiques et politiques qui entrent en ligne de compte dans la formation des prix du pétrole. Le problème consiste à évaluer la croissance de la production future par une confrontation de la demande et de l'offre en tenant compte des facteurs techniques et autres qui commandent l'évolution des coûts ainsi que des rapports complexes entre coûts et prix dans un secteur de produits liés.

La démarche a consisté à confronter la demande et l'offre *possible* de pétrole dans le monde dans dix à quinze ans.

Le plan mondial a été choisi comme perspective parce qu'il peut seul rendre compte de la totalité des facteurs qui contribuent à déterminer la situation d'un marché régional. Sans doute le marché international est-il traditionnellement et structurellement fragmenté entre le «marché intégré» et les débouchés «non consolidés»; depuis quelques années il se trouve en outre dissocié sur le plan géographique par suite d'interventions gouvernementales : en particulier il ne présente plus l'aspect principal qui le caractérisait auparavant, à savoir l'unité du système des prix. Cependant, l'interconnexion des marchés demeure très forte en raison de l'existence d'entreprises exerçant leur activité dans toutes les parties du monde et de la concentration des réserves exploitées (hors des États-Unis) dans deux zones qui approvisionnent concurremment de très nombreux pays.

La section II concernant la *demande* se propose de situer l'ordre de grandeur de la consommation future par grandes régions de consommation ainsi que les principales incertitudes qui affectent l'évolution envisagée. Les prévisions et alternatives concernant la Communauté ont été intégrées dans ce schéma de développement de la demande mondiale.

La section III analyse l'offre et cherche à confronter les possibilités de production avec la demande ainsi déterminée.

Dans cet ordre d'idées, deux caractères fondamentaux de l'industrie pétrolière ont été soulignés concernant la nature et le processus des ajustements à court terme :

- la permanence nécessaire d'un important excédent de capacité installée, c'est-à-dire d'une «productibilité» toujours largement supérieure à la production;

— le coût technique faible ou nul de la tonne supplémentaire de pétrole brut dans la limite des capacités installées.

Ainsi s'explique la difficulté de trouver un équilibre naturel des prix qui serait fixé à chaque instant par la concurrence.

Aussi a-t-il paru utile d'insister sur les conditions de la production des États-Unis où l'ajustement à court terme est réalisé par l'intervention de la puissance publique.

Mais l'existence «d'excédents» ou de «réserves» de capacité de production reconnus et permanents dans un marché où la demande a augmenté au rythme de 50 à 70 millions de tonnes par an au cours des quatre années qui viennent de s'écouler, ne peut s'expliquer que par la «reproduction» de ces excédents; cette «reproduction» est le résultat d'un ensemble de circonstances parmi lesquelles les interventions publiques aux États-Unis et leurs conséquences sur le reste du marché mondial, la pression des gouvernements des pays producteurs, l'offre russe, les politiques des pays consommateurs, l'augmentation du nombre des compagnies productrices en dehors des États-Unis. Il va de soi que ce renouvellement dans le temps n'est possible que si la situation des réserves le permet, d'où l'examen des liens entre réserves et production courante dans les grandes régions pétrolières et de leur élasticité.

L'analyse des coûts, indispensable pour supputer les chances d'évolution des prix, a été faite ensuite non pas tant pour fixer des niveaux en valeur absolue mais plutôt pour se faire une idée de la compétitivité des grandes régions productrices entre elles sur les marchés européens et d'Amérique du Nord et pour en établir la structure afin de discerner la nature des problèmes posés pour l'avenir. Quatre traits fondamentaux paraissent devoir être soulignés à cet égard :

- le caractère aléatoire de la recherche avec comme conséquence l'irrégularité dans la longue période et sur l'ensemble du monde du lien réserves-production et les difficultés d'ajustement que ceci entraîne;
- la dispersion des coûts d'exploitation découlant des conditions naturelles, qui en quelque sorte un corollaire du caractère précédent;
- la prédominance des investissements fixes dans les coûts;
- l'importance des facteurs fiscaux qui représentent en moyenne la moitié des coûts totaux au Venezuela et les deux tiers au Moyen-Orient ⁽¹⁾, et auxquels s'ajoutent les dépenses d'infrastructure ou de caractère social dans les pays en voie de développement; ces éléments peuvent renverser les conditions de compétitivité des gisements exploités et mettent en lumière le facteur politique sous-jacent à la formation des prix du pétrole.

Pour les transports maritimes les perspectives de prix sont basées sur l'évolution des coûts techniques. Dans le domaine du raffinage, il a paru prudent, à l'heure actuelle, de souligner la difficulté d'évaluer pour une date aussi éloignée que 1975 une limitation éventuelle de l'offre de produits pétro-

(1) L'État recevant en partage les deux tiers au Venezuela et au Moyen-Orient la moitié des bénéfices.

liers qui découlerait des contraintes d'équilibrage des raffineries; ceci supposerait un ensemble d'hypothèses sur l'approvisionnement en brut non plus par régions mais par qualités et une prévision extrêmement détaillée de l'évolution possible des techniques d'utilisation et de leurs répercussions sur la demande par produits.

Ces éléments d'analyse combinés avec une série d'hypothèses sur l'orientation des interventions publiques, notamment en Amérique du Nord, conduisent à un schéma de répartition *possible* de la production future de brut par grandes zones : il va de soi que le schéma proposé n'est qu'une *variante* destinée à fixer les idées et dont la réalisation suppose un ensemble de conditions qui ne découlent pas spontanément du marché.

En ce qui concerne les *prix*, on a d'abord rappelé les grandes lignes du système international qui a fonctionné jusque vers 1958, puis on en a montré les déformations actuelles que mettent en lumière les cotations internationales publiées.

L'analyse des conditions intérieures à la Communauté rencontre une première et sérieuse difficulté tenant à l'absence de publication des prix effectifs aux divers stades; ceci tient notamment à la prédominance de l'intégration verticale dans tous les pays membres. Pour surmonter cet obstacle, il a fallu établir des «structures de prix» pour chaque grande catégorie de produits valables pour les grands réseaux intégrés et déterminés *en partant* des prix finals aux consommateurs.

Ces structures — forcément approximatives — permettent d'évaluer la valorisation d'ensemble des pétroles bruts sur les différents marchés et d'examiner le lien entre ces valorisations globales et les coûts des différents pétroles bruts.

En ce qui concerne plus particulièrement les prix des fuel-oils lourds, force est de constater qu'ils sont depuis plusieurs années très déprimés dans certains pays de la Communauté. Il a été parfois observé que cette situation refléterait le maintien sur les mêmes marchés de prix de carburants élevés qui en quelque sorte subventionneraient les fuel-oils; cette conception impliquerait que les compagnies pétrolières fixeraient leur politique commerciale vers la recherche d'une recette globale «satisfaisante». Or, les compagnies pétrolières, comme toute autre entreprise, doivent normalement tendre vers la rentabilité maximale de toutes leurs activités et il n'y a pas de relation directe entre les prix des différents produits sur le marché. C'est ainsi que le prix maximum du fuel lourd sera déterminé par la concurrence des autres combustibles; inversement une offre de fuel lourd en développement, signifie implicitement que ce produit n'est pas résiduel et doit couvrir ses coûts de production : si le prix du marché devait être structurellement inférieur au *coût* du pétrole brut rendu en raffinerie européenne majoré des frais de raffinage imputables à ce produit, il faudrait alors envisager une restriction progressive de l'offre de fuel-oils. Les impôts à la consommation et redevances à la production constituent des facteurs déterminants à cet égard.

Section II

La demande de pétrole dans le monde et dans la Communauté

A — Vue d'ensemble de la consommation future dans le monde ⁽¹⁾

Depuis près d'un siècle, la consommation mondiale de pétrole a augmenté au rythme du doublement en dix ans; elle est à l'heure actuelle (1962) de l'ordre d'un milliard de tonnes par an ⁽²⁾ et l'on s'attend à ce qu'elle atteigne 1,8 à 2 milliards ⁽²⁾ de tonnes par an vers 1975; c'est dire que la croissance serait au cours des années à venir un peu moins rapide que par le passé.

Cette perspective globale est la résultante d'évolutions régionales divergentes liées à un ensemble d'hypothèses sur la croissance économique des pays consommateurs, de l'élévation de leurs niveaux de vie, de leurs besoins et ressources en énergie et des prix du pétrole comparés à ceux des autres sources énergétiques concurrentes.

La brève analyse qui suit indique quelques-uns des points de repère qui ont permis d'apprécier la demande future par grandes régions de consommation ainsi que l'ordre de grandeur des incertitudes. Les informations de base sont de valeurs inégales: les unes s'intègrent dans des bilans prospectifs d'énergie solidement étayés, d'autres reposent sur de simples extrapolations de tendances.

Les principales régions de l'hémisphère occidental ont été rapidement passées en revue en distinguant les États-Unis, le Canada, l'Amérique centrale et l'Amérique du Sud. Dans l'hémisphère oriental ⁽²⁾, l'Europe occidentale occupe aujourd'hui une place déterminante; les tendances de la consommation de pétrole en Afrique, au Proche et Moyen-Orient, en Extrême-Orient-Pacifique, groupe auquel ont été rattachés les Indes et le Pakistan, ont également été examinées.

⁽¹⁾ Voir bibliographie en annexe. Les données reprises dans l'analyse aussi bien de la demande que de l'offre mondiale (sections II et III) sont des ordres de grandeur établis sur la base de renseignements fournis par un ensemble de documents dont on trouvera une liste en annexe bibliographique. Pour la comparaison des données chiffrées avec celles du texte principal on se rappellera que dans ce dernier (à l'exception du chapitre 9) les quantités sont ordinairement estimées en tonnes d'équivalent charbon tandis que dans la présente annexe les tonnages représentent des quantités physiques.

⁽²⁾ Pays d'Europe orientale, U.R.S.S. et Chine continentale non compris.

— *États-Unis*

L'étude des tendances du marché américain réclame une attention particulière puisque les États-Unis absorbent aujourd'hui un peu plus de 50 % de la production du monde libre.

Pour le développement de la consommation globale d'énergie, les spécialistes s'accordent généralement à prévoir une croissance annuelle moyenne d'environ 3 % par an d'ici à 1975. Quant à la consommation de pétrole, elle a, dans le passé, augmenté nettement plus vite que la consommation globale d'énergie; il faut s'attendre pour l'avenir à un renversement de cette tendance pour trois raisons :

- la saturation relative et l'évolution technique du parc automobile conduirait à un accroissement plus lent de la consommation d'essence;
- la substitution du charbon par le pétrole dans les chemins de fer, l'industrie et les foyers domestiques est pratiquement achevée;
- au contraire, le gaz naturel prend maintenant la relève des combustibles liquides dans une série de secteurs et dans de nombreuses régions, tandis que la consommation d'électricité, produite principalement à partir de charbon à bas prix, se développe à un rythme plus rapide que les autres formes d'énergie.

Dans ces conditions, il a été admis que la demande de pétrole augmenterait à un rythme annuel moyen compris entre 2,5 et 3 % (contre 5,7 % par an en moyenne pendant la période 1920-1960, 4 % entre 1950 et 1960 et 3 % seulement au cours des 5 dernières années).

— *Canada*

La consommation globale d'énergie a augmenté depuis la dernière guerre à un rythme moyen annuel voisin de 4 %; en même temps les parts relatives des différentes sources se sont modifiées radicalement au cours de cette période principalement au profit du pétrole.

Ainsi s'explique le ralentissement actuel de la croissance de la consommation de pétrole qui avait été très élevée au cours des premières années de l'après-guerre (12 % l'an en moyenne entre 1946 et 1956); la plupart des analyses envisagent maintenant un développement compris entre 4 et 5 % par an en moyenne jusque 1975.

— *Amérique centrale* (Mexique et zone des Caraïbes)

Dans cette région, il convient de distinguer, d'une part, la demande intérieure de produits raffinés, qui dépend de l'évolution économique locale, et, d'autre part, l'autoconsommation des raffineries et la consommation des soutes maritimes qui sont liées à l'exportation. La première s'est développée dans les années passées à un rythme de 6 à 7 %; il n'est pas certain que l'accélération du développement économique de cette région se traduirait

d'une manière très sensible dans la consommation de produits pétroliers en raison des disponibilités locales en gaz naturel. Par contre, la poursuite des tendances passées constitue une hypothèse plausible. Par contre, l'évolution de la consommation liée à l'exportation est incertaine : elle dépendra surtout de la production de pétrole brut au Venezuela, pour laquelle le gouvernement vénézuélien et la Banque internationale pour le développement et la reconstruction ont estimé qu'un taux de 4 % par an en moyenne pourrait être atteint au cours des dix prochaines années.

— *Amérique du Sud*

La demande future d'énergie, particulièrement celle de pétrole, est fortement aléatoire en raison des incertitudes concernant le rythme de croissance économique et d'amélioration du niveau de vie de cette région. Le cadre institutionnel est incertain; des facteurs extérieurs pourraient jouer un rôle sensible (aide financière internationale, intégration économique, stabilisation des prix des matières premières à l'exportation, etc.). Dans ces conditions, l'extrapolation des tendances passées ne constitue qu'un point de repère : elle aboutit à un doublement de la demande globale d'énergie en 15 ans (+ 4,75 % par an) et à un résultat voisin pour le pétrole. D'autres incertitudes découlent des changements possibles de la structure des bilans énergétiques et conduisent à poser pour cette source d'énergie deux jeux d'hypothèses : le premier repose sur un prolongement de l'évolution observée depuis la fin de la deuxième guerre mondiale, le deuxième se fonde sur une croissance accélérée.

— *Europe occidentale*

Les études et prévisions faites par l'O.C.D.E. pour l'ensemble de l'Europe occidentale sont bien connues : elles sont matérialisées dans les rapports Hartley et Robinson.

Dans le premier de ces rapports, datant de fin 1956, les incertitudes des perspectives à long terme de la consommation globale d'énergie étaient reportées en totalité sur le pétrole, énergie importée figurant comme solde pour un montant de 210 à 350 millions de tonnes en 1975 ⁽¹⁾; le rapport Robinson, publié en janvier 1960, cherchait au contraire à tracer l'évolution de la demande des différentes sources d'énergie sans assigner au pétrole le rôle de complément et en se basant sur les principes suivants : liberté de choix pour le consommateur, liberté pour le fournisseur de fixer son prix reflétant l'abondance ou la rareté relative; sur ces bases, le rapport de l'O.C.D.E. aboutit à une consommation de pétrole de 200 à 240 millions de tonnes en 1965 et de 300 à 385 millions de tonnes en 1975, la consommation de charbon demeurant à peu près inchangée au total. La différence des prévisions des deux rapports se porte donc surtout sur la branche faible de la consommation de pétrole.

(1) Chiffres révisés suivant les définitions utilisées dans le rapport Robinson (soutes comprises).

Mais, dès 1960, la consommation effective dans les pays de l'O.C.D.E. avait atteint 192 millions de tonnes et tout laisse prévoir que la branche forte prévue pour 1965 sera largement dépassée; la consommation vers 1975 et pour l'ensemble de la zone européenne de l'O.C.D.E. plus l'Espagne, la Finlande et la Yougoslavie semble devoir se situer plutôt aux alentours de 500 à 540 millions de tonnes.

Cet ordre de grandeur s'entend :

- pour le Royaume-Uni, compte tenu d'une augmentation moyenne de la consommation d'énergie globale inférieure à 2 % par an, d'une utilisation de charbon à peu près inchangée au total et d'une importation annuelle de méthane liquéfié de l'ordre de 2 millions de tonnes d'équivalent-charbon;
- pour la Communauté, dans le cadre d'un ensemble d'hypothèses et de perspectives — explicitées dans le texte principal et l'annexe 5 — et qui conduisent à envisager une consommation vers 1975 de l'ordre de 300 à 350 millions de tonnes, chiffre comprenant, pour la commodité de la présentation, l'équivalent-pétrole des quantités de gaz naturel qui seront éventuellement importées à cette époque *par canalisations*. La répartition par produits de cette consommation figure en appendice 1.

— *Afrique*

La consommation intérieure de pétrole du continent africain est peu importante et il est vraisemblable qu'elle demeurera modeste au cours des prochaines années. Ceci tient notamment à ce que les ressources énergétiques autres que le pétrole y sont très abondantes. A part des utilisations locales de fuel-oil dans les industries légères de transformation, le pétrole paraît devoir progresser surtout à titre de carburant et accessoirement dans des usages domestiques.

Le soutage des navires représente un très fort pourcentage de la consommation totale et s'accroîtra sensiblement avec le développement des exportations pétrolières de l'Afrique du Nord, la mise en valeur des ressources minières du continent africain et l'expansion de sa production agricole.

— *Moyen-Orient*

Comme pour la zone des Caraïbes, il faut ici distinguer la demande intérieure de l'autoconsommation des raffineries et du soutage liés à l'exportation de pétrole.

La demande intérieure de produits raffinés présente aujourd'hui des caractéristiques voisines de celles décrites pour l'Afrique; pour l'avenir, la base du développement industriel sera principalement le gaz naturel extrait en même temps que le pétrole brut. Quant à la capacité de raffinage, elle est très importante (71 millions de tonnes) et excède largement les besoins locaux.

— *Indes, Extrême-Orient et Pacifique*

Dans l'ensemble, il faut s'attendre à un accroissement très sensible de la consommation de pétrole dans cette partie du monde.

Aux Indes, le charbon couvre encore 75 % des besoins d'énergie commerciale; la consommation de pétrole s'accroît rapidement mais demeure encore modeste (6 millions de tonnes en 1960).

Par contre, l'évolution au Japon est spectaculaire : de 2 millions de tonnes environ en 1950, la consommation de pétrole passera à 55 millions de tonnes en 1965.

B — Vue d'ensemble pour le monde entier

Ces différents éléments d'appréciation permettent de présenter la synthèse suivante :

Tableau 1 — Consommation de pétrole dans le monde 1960-1975 ⁽¹⁾ (en millions de tonnes)

	1960	1965	1970	1975
États-Unis	485	545 - 555	620 - 640	700 - 750
Canada	43	53 - 55	64 - 70	78 - 90
Total Amérique du Nord	528	598 - 610	684 - 710	778 - 840
Amérique centrale et du Sud	84	110 - 120	135 - 180	180 - 250
Total hémisphère occidental	612	708 - 750	819 - 890	958 - 1.090
Europe occidentale	204	300 - 320	400 - 420	500 - 540
Afrique, Orient et Pacifique	128	180 - 190	250 - 270	330 - 360
Total hémisphère oriental	332	480 - 510	650 - 690	830 - 900
Total général (arrondi)	944	1.190 - 1.240	1.470 - 1.580	1.800 - 2.000

⁽¹⁾ U.R.S.S., pays d'Europe orientale et Chine continentale non compris.

Ainsi :

- la consommation mondiale doublerait approximativement au cours de la période de quinze ans de 1960 à 1975;
- ce résultat combinerait une croissance de l'ordre de 3 % en Amérique du Nord et de 7 % dans le reste du monde;
- les chiffres concernant les pays en voie de développement sont évidemment incertains, toutefois l'abondance dans ces régions de ressources énergétiques autres que le pétrole laisse à penser qu'un rythme de croissance économique accéléré n'y modifierait pas d'ici 1975 la physionomie de la demande de pétrole au point de justifier un changement de la perspective mondiale.

Le développement de la consommation en Europe orientale, en Union soviétique et en Chine continentale n'a pas été analysé ici; il a été admis que ce groupe de pays pris dans son ensemble disposerait à l'avenir d'une production suffisante non seulement pour couvrir ses besoins intérieurs mais encore pour exporter des tonnages croissants vers les autres parties du monde si l'occasion s'en présente.

Section III

L'offre de pétrole

A — L'offre potentielle

L'offre apparente de pétrole — c'est-à-dire la production de brut — demeure toujours voisine de la consommation; il n'en est pas de même de l'offre potentielle qui doit être examinée à deux niveaux : celui des capacités installées d'une part, celui des réserves prouvées d'autre part.

1. *La productibilité et les réserves de capacité de production de pétrole brut*

La production possible à un moment donné à partir des installations existantes — la productibilité — ne peut être déterminée qu'approximativement en raison des marges d'appréciation dans les évaluations techniques; en outre, il faut distinguer entre la «productibilité instantanée» limitée par les capacités existantes d'évacuation, de stockage et de transport et la «productibilité potentielle» qui correspond à la capacité maximale de tous les puits de production en place, abstraction faite des goulots d'étranglement éventuels aux stades ultérieurs. Il n'existe guère d'informations sur la productibilité et sur les réserves de capacité; ceci tient précisément à la complexité de l'évaluation et à la disparité des définitions utilisées par les divers producteurs. Toutefois, des indications portant sur la situation à la fin de 1960 montraient l'importance des réserves de capacité à cette époque :

- pour les États-Unis, la productibilité potentielle totale était estimée à 520 Mt/an environ en 1960 pour une production effective de 347 Mt au cours de l'année; la réserve correspondante voisine de 175 Mt/an n'aurait cependant pu être mobilisée qu'après la mise en place des installations nécessaires de pipe-lines, de stockage et de chargement; la réserve *instantanée* disponible immédiatement se serait située à la même époque à 100-130 Mt/an seulement, chiffre qui serait encore surévalué selon certains observateurs;

- les informations ne sont pas plus précises pour les autres régions du monde ; toutefois certaines estimations évaluaient les réserves de capacité à la même époque mobilisables en quelques semaines et suivant des délais variables selon les régions, à :
 - 50 Mt/an au Venezuela,
 - 70 Mt/an au Moyen-Orient,
 - 50 Mt/an dans les autres régions productrices,
 - soit un total de 170 Mt/an.

Les raisons qui ont conduit à la mise en place de telles réserves de capacité sont différentes aux États-Unis et dans le reste du monde.

Aux États-Unis, le régime de production est entièrement régularisé par les interventions de la puissance publique : limitation réglementaire de la production («proration») et contingentement des importations. La proration assure l'accès au marché de tous les producteurs et permet la poursuite de l'exploitation des puits marginaux (environ 20 % de la production américaine soit 70 millions de tonnes par an) dont les coûts déterminent le niveau des prix. Les autorisations de produire étant réparties par puits, les opérateurs ont tendance à forcer et équiper au plus vite le maximum de puits sur les réserves prouvées : ainsi s'expliquent en partie les excédents de capacité de production aux États-Unis.

Dans les autres grands pays exportateurs, le maintien de réserves de capacité correspond au désir des entreprises de conserver une marge de sécurité pour faire face à des incidents de toute nature, pour adapter les productions des diverses qualités de brut aux besoins du marché en produits et pour être en mesure de satisfaire une demande en expansion permanente mais soumise à des pointes de conjoncture ou de climat. La mise en place de ces capacités est décidée généralement sur la base de programmes à moyen terme réalisés par tranches annuelles ; avec la vive concurrence actuelle les opérateurs ont tendance à utiliser les réserves existantes afin d'accroître la rentabilité : ceci exerce une pesée sur les prix auxquels se concluent les transactions à court terme d'autant plus forte que le coût technique de la «tonne supplémentaire» est quasi nul dans la limite des capacités installées. Ici apparaît un élément caractéristique de la structure de l'industrie pétrolière : l'instabilité de l'offre instantanée, chaque entreprise pouvant, en fonction de ses critères subjectifs, faire varier ses programmes d'extraction dans d'importantes proportions en un temps très court.

2. Réserves prouvées et offre potentielle totale

En pratique, les excédents de capacités installées se renouvellent sans cesse depuis plusieurs années. Ceci tient à l'importance de l'offre potentielle totale qui se mesure à la production possible au «rythme d'efficacité maximum» ⁽¹⁾ des réserves prouvées. Sans doute le «rythme d'efficacité maximum» peut-il être entendu soit comme le rythme au delà duquel il y a risque de réduction du taux de récupération final de l'huile en place, soit comme le rythme assurant

⁽¹⁾ Maximum efficiency rate (M.E.R.).

la rentabilité maxima des capitaux investis, fût-ce éventuellement au prix d'une récupération moindre. C'est la contradiction effective entre ces deux acceptions dans le contexte juridique de la «loi de capture» ⁽¹⁾ qui a donné naissance à la politique de conservation des gisements aux États-Unis. Hors de ce pays, il n'y a pratiquement pas eu conflit — ou de manière seulement localisée et épisodique — entre récupération et rentabilité.

L'évaluation de l'offre potentielle dans la stricte définition donnée plus haut ne peut se faire que gisement par gisement et doit être revue périodiquement; toutefois, l'examen du rapport réserves/production par grandes régions productrices donne une idée de la situation actuelle. Ce rapport est demeuré assez stable aux États-Unis à partir de l'instauration de la proration; il oscille depuis 1935 entre 7,5 et 9 %. Dans les autres pays il est au contraire irrégulier dans le temps et dans l'espace en raison du *caractère aléatoire de la recherche*, dont le rythme dépend à la fois de la capacité financière des entreprises et des conditions imposées par les gouvernements lors de l'octroi des concessions d'exploration: on aperçoit ici un autre facteur d'instabilité inhérent à la nature de l'industrie pétrolière.

La répartition des réserves dans le monde à la fin de 1960 met en lumière les dominantes suivantes:

- a) L'extrême concentration des réserves dans quelques régions: États-Unis, Venezuela et Moyen-Orient détiennent ensemble 90 % des réserves mondiales (pays de l'Est non compris);
- b) La part très largement prépondérante du Moyen-Orient où se trouvent plus de deux tiers des réserves;
- c) Le volume insignifiant des réserves prouvées en Europe occidentale (à peine 0,7 % du pétrole mondial);
- d) La modicité des réserves prouvées à l'heure présente en Afrique du Nord (680 millions de tonnes au Sahara et 270 millions de tonnes en Libye).

En confrontant réserves et demande à fin 1960, la situation se résume finalement de la manière suivante:

Tableau 2 — Rapport réserves/demande dans le monde fin 1960

	Réserves fin 1960	Demande 1960	Rapport demande/réserves
	Mt		%
<i>États-Unis</i>	5 000	480	9,6
<i>Reste du monde</i>			
avec Moyen-Orient	31 500	460	1,46
sans Moyen-Orient	7 000	460	6,6
<i>Monde entier</i>	36 500	940	2,5
sans Moyen-Orient	12 000	940	7,8

(1) Sous ce régime un producteur opérant sur un champ partagé entre plusieurs entreprises avait intérêt à produire beaucoup plus vite qu'au rythme optimum afin d'empêcher les autres opérateurs de drainer l'huile sous-jacente à sa concession. Ce problème ne s'est pas posé hors des États-Unis.

Ceci signifie que le Moyen-Orient se trouve à l'origine du climat actuel d'abondance. Sans les ressources de cette région il n'y aurait pas pénurie sur le plan purement quantitatif et technique mais l'approvisionnement des marchés à partir d'autres régions productrices ne pourrait se normaliser qu'après de longs délais et à des coûts sensiblement plus élevés.

Sans doute faut-il se garder d'apprécier l'offre potentielle en appliquant aux très vastes gisements du Moyen-Orient les taux d'exploitation applicables à des accumulations de dimensions plus réduites. Toutefois le rythme de production paraît pouvoir être poussé jusqu'à 2,5 ou 3 % des réserves prouvées sans difficultés techniques majeures et sans variations appréciables des coûts; c'est dire que la capacité de production à partir des seuls champs *actuellement exploités* au Moyen-Orient pourrait être graduellement portée d'ici une dizaine d'années jusqu'à 600 à 700 millions de tonnes par an alors que la production actuelle (1962) est de l'ordre de 280 Mt/an. Ceci mesure la pression que cette région du monde continuera à exercer sur l'offre au cours des prochaines années.

B — Les coûts

1. *Recherche et production*

L'évaluation du «coût en développement» du pétrole au niveau de la recherche et de la production de pétrole brut se heurte à une série d'obstacles :

- problème classique des coûts joints, la recherche conduisant à la mise en évidence de pétrole et de gaz naturel et se présentant comme un phénomène cumulatif entraînant des découvertes successives de gisements parfois à des dates éloignées;
- caractère aléatoire de la recherche dont on a déjà parlé : le risque technique est entier à l'échelle de l'entreprise travaillant sur des concessions limitées; l'incertitude reste considérable sur des régions nouvelles où l'extrapolation statistique des résultats de quelques forages manquerait de fondement;
- dispersion des coûts de l'exploitation proprement dite, résultant de la variété des productivités initiales par puits comme de la diversité des coûts de forage selon la profondeur, la nature des terrains traversés, les difficultés géographiques, l'importance des dépenses d'infrastructure sociale à consentir : cette dispersion est à rattacher au caractère aléatoire de la recherche dont elle constitue l'un des aspects.

La coexistence sur le marché mondial du «pétrole cher» et du «pétrole bon marché» subsiste non seulement grâce aux facteurs géographiques, elle est aussi, et peut-être principalement, due aux contingents ou autres règlements imposés par les gouvernements. En toute hypothèse elle implique une péré-

quation de coûts à l'échelle d'entreprises qui réinvestissent le produit de rentes différentielles dans des opérations à rentabilité réduite ou fortement aléatoire. La prévision des coûts en développement du pétrole est donc une entreprise hasardeuse; elle a toutefois été faite pour les États-Unis où les bases de l'information sont très larges et autorisent plus qu'ailleurs des extrapolations statistiques éclairées par des considérations géologiques et techniques; pour les autres régions productrices on doit se contenter de caractériser les facteurs de coût sur les gisements actuels : les chiffres qui seront cités à cet égard ne devraient pas être pris au pied de la lettre; ils ne constituent que des points de repère fondés sur l'expérience passée — parfois encore trop récente — et sont seulement destinés à mettre en évidence un certain nombre de facteurs économiques ainsi que l'importance des facteurs fiscaux dans la formation des prix.

— *États-Unis*

On admet généralement que le coût moyen du pétrole américain est de l'ordre de 3 dollars par baril soit environ 22 dollars par tonne métrique, étant entendu que les dépenses de prospection sont affectées au pétrole, les prix contrôlés du gaz naturel ne permettant généralement et en moyenne que de couvrir et de rémunérer les seuls coûts des travaux d'extension des gisements de gaz.

On s'attend généralement à une augmentation des coûts principalement du fait de la recherche; on a vu plus haut le suréquipement de production ⁽¹⁾ : celui-ci a pour effet d'augmenter la valeur actuelle des dépenses de production, en détournant les capitaux disponibles dans l'industrie vers des investissements momentanément stériles; ceci accroît le coût du pétrole. Le système de franchise d'impôts sur le revenu accordé sous la forme d'une provision déductible pour la reconstitution des gisements facilite également le surinvestissement.

La tendance à la hausse sera cependant freinée par le progrès technique, grâce à l'application de nouvelles méthodes de forage et à l'augmentation du taux de récupération par le développement des installations de maintien de pression.

A l'occasion d'une enquête sur l'énergie atomique entreprise par le Sénat, les services du département de l'intérieur ont communiqué les prévisions de production intérieure future de pétrole brut des États-Unis à différents niveaux de prix compte tenu du progrès technologique :

(1) Celui-ci est dû principalement à l'absence de réglementation obligatoire concernant l'espacement des puits et l'unification de la production sur les champs exploités par plusieurs entreprises. Des réformes sur ces points seront sans doute mises en œuvre prochainement.

Tableau 3 — Production de pétrole brut des États-Unis à différents niveaux de prix, compte tenu du progrès technique

Prix au puits en dollars 1959		Production en Mt/an Technologie		
dollars/bl	dollars/tm	1959 actuelle	1975 prévue	2000 vraisemblable
2,25	16,5	325	450	400
3,00	22	350	510	460
3,75	27,5	430	610	530
4,50	33	460	710	610

Les auteurs de ce tableau précisent que les chiffres cités supposent une *réduction des excédents de capacité* de 40 % à l'heure actuelle à 10 % dans l'avenir. Si cette condition doit être soulignée en raison de son importance dans l'équilibre des forces sur le marché mondial il faut encore ajouter que les perspectives décrites dans cette présentation ne sont pas partagées partout dans les milieux professionnels où elles paraissent généralement optimistes.

— Venezuela

Les réserves prouvées ont augmenté assez sensiblement depuis 1956, mais le taux d'exploitation demeure assez tendu (la production se maintient aux alentours de 6 % des réserves publiées).

Actuellement, la situation au Venezuela est caractérisée par une réduction massive des recherches. Ceci s'explique par un ensemble de circonstances intérieures et extérieures :

- sur le plan interne : augmentation du taux des impôts sur le bénéfice complétée par la surveillance des prix à l'exportation, incertitude sur l'avenir des investissements privés en raison de la création d'une compagnie d'État à qui seraient réservées jusqu'à nouvel ordre les nouvelles concessions de prospection ;
- sur le plan externe : contingentement des importations aux États-Unis, principal client traditionnel (pour près de 65 % de la production vénézuélienne), application du programme national au Canada, développement pétrolier en Argentine, affaiblissement de la compétitivité du brut vénézuélien sur les marchés du continent américain du fait de la baisse des frets intervenue après l'augmentation des impôts.

La grande variété des qualités d'huile produites au Venezuela et les grandes différences de productivités moyennes par puits selon les gisements réduisent la signification d'un coût moyen pour l'ensemble du Venezuela. C'est sous ces réserves que l'on situera avec une rentabilité moyenne des capitaux investis

en recherche et production de l'ordre de 12 %, le coût moyen aux alentours de 2 dollars/bl (environ 14 dollars/tm) ; la moitié de ce coût est constitué par des redevances et impôts (1 dollar/bl) en moyenne en 1959), le partage des bénéfices s'effectuant actuellement dans la proportion des deux tiers environ en faveur de l'État et de un tiers pour l'exploitant alors qu'il était avant 1958 voisin de la formule classique de 50/50.

— *Moyen-Orient*

En raison de l'ampleur des vastes réserves découvertes ou délimitées dans la décennie qui vient de s'écouler, le coût de recherche s'élève en moyenne à quelques U.S. cents/bl (0,3 dollar/tm environ).

On peut évaluer le coût moyen actuel d'exploitation avec une rentabilité de 12 à 15 % des capitaux investis à 2 dollars/tm dans la région située autour du golfe Persique, se décomposant en 1,5 dollar/tm pour les coûts de développement et 0,5 dollar/t pour les charges et frais d'exploitation.

Ces ordres de grandeur se basent sur l'investissement moyen à la tonne de capacité supplémentaire au cours des années 1950-1958 et partent de l'idée que pendant une longue période le déclin de productivité par puits demeurera faible sur la plupart des grands gisements actuellement exploités.

Les versements des exploitants aux États se composent d'une redevance de 12,5 % de la valeur de la production estimée aux prix «postés» et d'un impôt sur le revenu visant à compléter les redevances de manière à partager à parts égales entre l'État et le producteur la différence entre les prix postes et les prix de revient administratifs.

La pression des gouvernements pour maintenir et accroître leurs revenus s'exerce dans trois directions :

- augmentation de la production,
- résistance à la baisse des prix postés,
- discussion des charges déductibles pour le calcul de l'impôt.

Au total, la charge fiscale s'étage entre 4,5 et 6 dollars/tm suivant les qualités de brut et représente en moyenne un peu plus de 5 dollars/tm.

Ainsi, les coûts techniques représentent un tiers du coût total et les redevances, taxes et impôts environ les deux tiers.

Il faut s'attendre à certaines augmentations des coûts techniques dans l'avenir par exemple avec le développement des champs «off shore» ou encore par suite des obligations que les gouvernements imposeront progressivement aux exploitants dans un souci de conservation des gisements. Toutefois, l'incidence de ces charges supplémentaires ne devrait pas être très sensible en valeur absolue et, au total, les coûts techniques *moyens* dans la région du golfe Persique ne devraient pas subir d'augmentation appréciable au moins dans la limite

d'une production globale triple de celle de 1960; c'est-à-dire jusqu'à 700 millions de tonnes par an environ.

— *Afrique du Nord (Sahara et Libye)*

Les informations disponibles sur les dépenses effectuées au Sahara et sur les caractéristiques des gisements déjà découverts sont nombreuses et étendues.

En considérant la totalité des dépenses pour les recherches effectuées au Sahara jusqu'à la fin de 1961, ainsi que les réserves découvertes et la production prévisible à la même date, le coût *moyen* et *actuel* des pétroles sahariens se décompose à peu près de la manière suivante :

	En dollars/tm
Recherche	2
Développement	4 à 5
Exploitation	1 à 2
Transport jusqu'à la côte	2
Total	9 à 11

Soit un ordre de grandeur, *sans redevance ni impôt* de 10 dollars/tm, coût tenant compte d'une rentabilité des capitaux investis de 7 à 9 % (suivant les hypothèses du plan français) nettement inférieure à celle retenue pour les autres régions productrices étudiées.

Le système fiscal (redevance de 12,5 % et impôt sur le bénéfice) est similaire à celui en vigueur au Moyen-Orient, mais s'en écarte en ce qui concerne la base de calcul qui, à l'image du régime vénézuélien, est constitué par le prix effectif et non le prix posté. Par conséquent la royalty du pétrole saharien va dépendre du prix de vente réel et il paraît prématuré de fixer un chiffre moyen alors que l'exploitation des ressources découvertes en est encore à sa phase initiale.

Les réserves actuellement prouvées en Libye sont moins importantes si l'on en juge par les chiffres généralement publiés; les informations sur les dépenses effectuées dans ce pays sont rares et laissent difficilement apprécier l'ordre de grandeur d'un coût moyen dont la signification serait d'ailleurs plus limitée encore que pour le Sahara en raison du caractère récent de l'exploration dans ce pays. Le régime fiscal libyen comporte également une redevance de 12,5 % et un impôt sur le bénéfice avec principe de partage à 50/50 des bénéfices calculés sur les prix réels et sous déduction d'une provision pour reconstitution de gisements non prévue au code saharien; mais le gouvernement libyen a proposé l'abolition de cette dernière disposition.

Finalement, au départ des principales régions productrices les coûts semblent se situer autour des ordres de grandeur suivants :

Tableau 4 — Coûts des pétroles bruts de diverses origines

	Coûts techniques	Redevances et impôts	Total
États-Unis ⁽¹⁾	18	4	22
Venezuela ⁽²⁾	7	7	14
Sahara ⁽²⁾	9 à 11	—	9 à 11 + ?
Moyen-Orient ⁽³⁾	2,5	5,3	7,5

⁽¹⁾ Départ champ.

⁽²⁾ Fob, port de chargement.

⁽³⁾ Fob, port de chargement au golfe Persique.

Pour les États-Unis, ces coûts couvrent la totalité des dépenses, pour les autres régions ils sont purement *locaux*, et ne comprennent pas, notamment :

- les dépenses de fonctionnement et d'équipement des services centraux de géologie, d'études et recherches techniques ou économiques, services d'approvisionnement, etc.;
- les coûts d'opérations conduites dans d'autres régions qui viennent en ligne de compte dans la formation du prix final du pétrole sur le marché.

Il convient de souligner l'importance de cette dernière observation. L'ensemble de la recherche et de la production de pétrole dans la zone franc en fournit un exemple et une mesure : le «coût de recherche» estimé à 2 dollars par tonne métrique pour le Sahara seul passe à 4 dollars/tm si l'on prend la totalité de l'activité poursuivie en France métropolitaine et dans les autres territoires de la zone franc, *Sahara compris*.

2. Les transports maritimes

Après les taux très élevés atteints lors de la crise de Suez, les frets pétroliers ont considérablement baissé; on peut admettre que la tendance en baisse de la «moyenne des frets» persistera dans l'avenir sous l'effet de deux facteurs principaux :

- la mise en service progressive de navires de fort tonnage déjà loués à des taux beaucoup plus bas que la moyenne actuelle;
- le dénouement progressif des contrats d'affrètement à terme passés au cours de la période de frets élevés.

Pour la perspective à plus long terme, il faut admettre que la flotte pétrolière s'ajustera aux besoins normaux, ce qui se traduira par la disparition des excédents en période de pointe saisonnière; malgré l'intérêt qu'il y aurait de conserver une capacité de réserves dans le domaine des transports maritimes comme au niveau de la production, il ne semble pas que le maintien d'une flotte excédentaire puisse résulter des mécanismes de marché ou à tout le moins être spontané car cette situation impliquerait la permanence d'un important marché de frets à des taux «spot» ne couvrant que les frais de fonctionnement et coexistant avec les affrètements à terme. Il est difficile d'imaginer les arma-

teurs ou les compagnies pétrolières continuant à construire des unités pour lesquelles il n'y aurait pas de perspective de rémunération du capital investi. Ceci signifie que la différenciation entre les taux «spot» actuels très bas et les taux des affrètements à terme qui occasionne en ce moment des distorsions dans la concurrence devrait disparaître graduellement.

Avec l'élargissement de l'échelle des coûts en fonction des dimensions des navires, la tendance à la différenciation des cotations en fonction des tonnages unitaires continuera à s'affirmer; dès lors, la baisse technique sera plus faible pour les transports courts et les protections géographiques pourraient s'atténuer. Toutefois ces considérations ne peuvent être détachées de l'évolution future des coûts portuaires et de la politique que les pouvoirs publics voudront suivre dans ce domaine (paiement du service par l'utilisateur ou prise en charge partielle par la collectivité).

Les perspectives pour le canal de Suez ne peuvent être encore définies; actuellement, le passage des navires de 47 000 tonnes est assuré. Un approfondissement tendant à élever le tirant d'eau augmenterait les charges correspondantes mais il faudra prendre en compte pour différentes raisons des coûts supplémentaires; toutefois, les facteurs de hausse qui en résultent seront limités par les possibilités de détour par le Cap grâce à des navires de très fort tonnage ainsi que par l'installation éventuelle de nouveaux pipe-lines débouchant en Méditerranée orientale.

Sur ces bases, une réduction graduelle des taux *moyens* est vraisemblable, elle aboutirait à un niveau de l'ordre de «Scale» — 30 % ou — 35 % représentatif pour les navires de plus de 25.000 tonnes vers 1975, les affrètements au voyage oscilleraient autour de ce niveau selon l'offre et la demande de tankers à chaque moment.

3. *Le raffinage*

Le raffinage est une opération plus ou moins complexe selon la gamme des produits fabriqués; dès lors, pour raisonner sur une «marge de raffinage» homogène et indépendante des coûts de préparation de produits spéciaux, on raisonne sur un raffinage élémentaire en «topping-reforming catalytique» et limité à la production de la série restreinte et inéluctable des «grands produits».

Ceci suppose pratiquement qu'il n'y aura pas d'équipement nouveau en «cracking» ayant pour objet d'augmenter le rendement en essences au détriment des fuel-oils ⁽¹⁾; cette perspective est justifiée par l'évolution de la demande d'énergie dans la Communauté et implique que la valorisation des fuels lourds demeurera de manière durable au moins égale au coût du pétrole brut amené dans les raffineries européennes : il faut en effet exclure une extension permanente de l'offre de fuels si les prix ne devaient pas suffire à couvrir *au moins* le coût de la matière première.

(1) Ceci n'exclut pas la mise en place d'équipements d'«hydrocracking» ou «visbreakers», etc. (cf. b) ci-après).

Les rendements en grands produits de même que la capacité maximale d'une même installation varient fortement en fonction des qualités de brut traitées.

Dès lors, les coûts de raffinage dépendront, pour chaque brut, des dimensions des installations et des spécifications qualitatives des produits : indice d'octane, teneur en soufre, viscosité, etc.

Les indications qui suivent se réfèrent à des raffineries neuves d'une capacité de 4 Mt/an (pour chaque type de brut) ⁽¹⁾ :

Tableau 5 — Rendements en produits de divers bruts et coûts de raffinage

	Irak - Arabie	Koweït	Hassi-Messaoud	Sahara oriental
Type de brut : degré API	35	31	42	39
Rendement en poids	%	%	%	%
Gaz liquéfiés	6,2	5,6	9	4,7
Essence	19,7	15,4	28,3	22,5
Kérosène	7,5	6,0	11,2	7,0
Gas/diesel-oil	22,6	15,5	31,5	33,8
Fuel lourd	37,6	51,9	12,3	26,0
Combustibles et pertes directes	6,4	5,6	7,7	6,0
Coût de raffinage ⁽¹⁾ (capacité 4 Mt/an)	4,2	3,9	5	4,2
(capacité 2 Mt/an)	5,2	4,9	6	5,2

⁽¹⁾ Dans la présentation adoptée le coût ne comprend pas les combustibles et pertes.

La variété des rendements conduit à formuler deux observations principales :

- a) La notion du fuel lourd «fatal» est très élastique; à la limite elle tend à disparaître comme c'est le cas dans le raffinage américain où le rendement moyen en fuel est de 11 %.
- b) Dans l'hypothèse du raffinage sans cracking, l'évaluation de la fraction «fatale» suppose un ensemble d'hypothèse sur l'approvisionnement «composite» en brut de diverses qualités.

Quant aux autres produits, s'il est possible d'augmenter même fortement les rendements d'essence (grâce au cracking), inversement dans le schéma «topping-reforming» la fraction de distillats moyens ne peut varier, à *qualités inchangées des autres produits* que dans des limites relativement étroites; pour les élargir, on peut :

- (1) Les rendements présentés ici ne sont donnés qu'à titre d'exemple; même dans des raffineries simples du type supposé il existe une certaine souplesse qui permet de s'écarter assez sensiblement des rendements théoriques indiqués qui ont été repris de l'étude publiée en 1958 sur la structure optimale de l'industrie de raffinage en France, étude réalisée par la direction des carburants et la Société d'études pratiques de recherche opérationnelle avec le concours de nombreux experts de l'industrie. En marche industrielle, les rendements effectifs seront, compte tenu de la demande, plus faibles pour les gaz liquéfiés d'une manière générale et en ce qui concerne les bruts d'Hassi-Messaoud plus élevés pour les *fuels lourds* et pour l'essence inférieurs aux taux indiqués.

- soit avoir recours à une gamme de pétroles bruts plus variée,
- soit transformer une partie du fuel lourd en distillats moyens par les procédés de visbreaking, hydrocracking, etc.

Mais l'extension de ces procédés techniques se heurte à deux limites, l'une de caractère technologique et l'autre qui découle de la demande en fuel lourd. Dans ces conditions un approvisionnement plus diversifié paraît nécessaire pour permettre l'adaptation constante à la structure de la demande par produits. D'une manière générale le problème du raffinage européen dans les années à venir sera la maximisation de la fraction des distillats moyens et la minimisation de la fraction essence.

A long terme, on peut agir sur les deux facteurs :

- choix des bruts,
- orientation de la demande.

En pratique la possibilité de varier l'approvisionnement en pétrole brut se heurte à des contraintes multiples, notamment celles découlant des termes des concessions. Quant à l'action sur la demande elle dépend en premier lieu des pouvoirs publics en raison des incidences de la fiscalité; à titre subsidiaire et à condition que le cadre fiscal s'y prête, de nouvelles utilisations pourraient être trouvées pour les fractions légères dans les emplois thermiques.

Dans les diverses hypothèses considérées (importation ou non de gaz naturel par canalisation, consommation forte ou faible de produits pétroliers), voici ce que pourraient être les rendements en essence des raffineries de l'ensemble de la Communauté :

Tableau 6 — Pourcentages de la consommation d'essence par rapport au marché total du pétrole dans la Communauté en 1975, dans diverses hypothèses (% en poids)

	Essence auto	Essence totale ⁽¹⁾
Hypothèse A : pas d'importation massive de gaz		
A, a = branche forte de consommation de pétrole		
A, a, 1 = sans les soutes	13,6	14,4
A, a, 2 = avec les soutes	12,9	13,6
A, b = branche faible de consommation de pétrole		
A, b, 1 = sans les soutes	16	17
A, b, 2 = avec les soutes	15	15,9
Hypothèse B : importation de gaz		
B, a = branche forte		
B, a, 1 = sans les soutes	14,5	15,3
B, a, 2 = avec les soutes	13,7	14,4
B, b = branche faible		
B, b, 1 = sans les soutes	17,3	18,3
B, b, 2 = avec les soutes	16,1	17,3

⁽¹⁾ Essence avion, essence auto, essences spéciales, fractions légères ou charges pour la gazéification, pour la pétrochimie et éventuellement pour usages thermiques.

Note: En réalité, les différences entre les hypothèses A et B seraient plus réduites car, en l'absence d'importation massive de gaz naturel, on doit s'attendre à une consommation plus forte de fractions essence dans la pétrochimie et dans l'industrie gazière.

Sans doute observe-t-on des rendements en essence très bas dans l'hypothèse forte de consommation et sans importation de gaz; mais ce rendement n'est pas impossible de façon absolue : si pour des raisons diverses on devait avoir recours à des quantités de brut léger plus importantes que présentement, on pourrait encore corriger la situation en important des fuels lourds et en exportant des essences vers d'autres marchés.

En résumé, il est difficile de conclure à l'heure actuelle sur les contraintes futures de l'équilibre du raffinage européen et il ne paraît pas possible de réduire la fourchette de consommation de pétrole dans la Communauté en admettant une restriction de l'offre résultant de ces contraintes. Ceci ne serait valable que si l'on avait défini :

- les qualités et quantités respectives de brut,
- les plafonds d'importation de fuel-oil en provenance de raffineries extérieures.

C — Vue d'ensemble

L'analyse qui précède permet de tirer des conclusions sur trois points principaux :

- 1^o Compétitivité des différentes origines de brut sur les marchés d'Europe occidentale et d'Amérique du Nord;
- 2^o Perspectives possibles de production des grandes zones pétrolières;
- 3^o Structure des coûts et conséquences qu'elle implique quant au fonctionnement de l'industrie pétrolière.

1. *Compétitivité des bruts*

Le tableau 7 donne un aperçu des conditions de compétitivité des bruts.

Ce tableau présente l'inconvénient de confronter des pétroles de qualités très différentes alors que les propriétés des bruts doivent normalement intervenir dans l'examen de leurs compétitivités respectives; en outre, il met en regard des coûts actuels dont l'extension en fonction des quantités et du temps est plausible dans certains cas, mais largement hypothétique pour d'autres. Il n'a d'autre but que de montrer la direction des évolutions récentes et de situer l'importance des facteurs en présence : coûts techniques locaux, frets, redevances et impôts.

Ceci conduit aux conclusions suivantes :

- les pétroles du Venezuela, du Sahara et du Moyen-Orient sont tous compétitifs avec le brut américain sur le marché des États-Unis (où le coût départ champ est de 22 dollars par tonne en moyenne);

Tableau 7 — Coûts cif approximatifs des bruts de diverses origines sur différentes destinations

Destination \ Origine	Golfe persique			Sahara			Venezuela		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Sans redevances ni impôts									
Taux des frets									
scale flat	8,5	10,5	12	11,5	13	14,5	12	11,5	9,5
— 20	7,5	9	10	11	12,5	13,3	11	10,5	9
— 30	7	8,5	9,5	11	12	13	10,5	10	8,5
— 60	5,5	6,5	7	11	12	12	9	9	8
Avec redevances et impôts									
flat	13,5	15,5	17				19	18,5	16,5
— 20	12,5	14	15				18,5	17,5	16
— 30	12	13,5	14,5				17,5	17	15,5
— 60	10,5	11,5	12				16	16	15

Note: Destinations : A — Gènes
 B — Rotterdam
 C — Côte nord-est des États-Unis (USNH)

— Chiffres arrondis au demi-dollar le plus proche.

— Les coûts ne comprennent aucune provision pour frais généraux, recherches techniques, péréquation, etc.

— Les coûts comprennent pour le transport, non pas le coût d'exploitation des navires, mais le prix des frets. Cette manière de faire paraît préférable car la majorité de la flotte pétrolière appartient à des armateurs indépendants.

Les calculs ont été faits avec quatre taux de frets pour les raisons suivantes :

— scale flat représente la moyenne des frets il y a 2 ans;

— scale — 20 % situe le niveau de la moyenne des frets pour les 4 ou 5 années à venir;

— scale — 30 % est l'hypothèse de référence pour la tendance à plus long terme;

— scale — 60 % correspond aux taux actuels des affrètements sur marché marginal « spot ».

- la position du Moyen-Orient sur le marché américain s'est améliorée au cours des dernières années par rapport à celle du Venezuela du fait de la hausse des royalties dans ce pays et de la baisse des frets;
- si l'on considère seulement les coûts techniques, c'est-à-dire abstraction faite des royalties, le pétrole du Moyen-Orient a un avantage considérable sur les marchés européen et américain, tandis que les positions en Europe occidentale des bruts du Venezuela et du Sahara sont assez proches;
- avec les royalties actuelles, le Venezuela n'est pas compétitif avec le Moyen-Orient sur le marché européen (la persistance de certains approvisionnements en provenance de cette origine s'explique par la qualité des bruts nécessaires pour la fabrication de certains produits, par des raisons structurelles, par l'exploitation de gisements dont les coûts sont très inférieurs à la moyenne et enfin par le fait que l'impôt sur le bénéfice étant en principe calculé sur le prix réel, la royalty, pour des ventes avec des rabais importants, peut être très inférieure à la moyenne;
- la position du pétrole saharien en Europe comme en Amérique dépendra largement du niveau des royalties.

2. Perspectives de production par zones

Pour situer les possibilités de développement de l'offre de différentes régions et ses alternatives, on est amené à faire un certain nombre d'hypothèses sur la politique pétrolière des États-Unis, du Canada, des pays de l'Amérique latine et de l'Europe.

a) *États-Unis*

Comme on l'a déjà vu, une partie notable de la production interne des États-Unis serait sans doute déplacée assez rapidement par l'offre d'autres régions si le marché américain était ouvert à la concurrence extérieure. On admet ici que la politique américaine poursuivra les objectifs suivants :

- importante activité de recherche à l'intérieur,
- permanence d'une capacité de production capable de couvrir à tout instant la demande interne,
- réduction des coûts par l'application constante de techniques nouvelles et l'ajustement progressif des capacités de réserves,
- politique d'importation n'impliquant pas de modifications considérables du pourcentage global d'achat extérieur par rapport à la consommation intérieure.

b) *Canada*

Les recherches au Canada demeurent actives malgré l'importance des capacités de production actuellement inemployées. En 1963, on produirait 40 millions de tonnes et en 1975 environ 60 millions de tonnes; ceci suppose le doublement des réserves prouvées et l'ouverture de débouchés soit vers les zones de consommation de l'Est canadien aux dépens des importations des Caraïbes ou du Moyen-Orient, soit vers les États-Unis.

c) *Venezuela*

En raison des difficultés de l'industrie pétrolière de ce pays, on est conduit à admettre un accroissement limité pour les prochaines années; par la suite, on pourrait imaginer une reprise qui serait subordonnée à une série de conditions dépendant des politiques d'importation américaine et canadienne, de l'évolution de la position concurrentielle du pétrole vénézuélien sur les différents marchés, ainsi qu'à un éventuel changement de politique en matière de concessions.

d) *Autres pays de l'Amérique latine*

Pour l'ensemble de ces pays, la production passerait de 31 millions de tonnes en 1960 à 45 millions de tonnes en 1965, pour atteindre 75 millions de tonnes en 1975; ceci se fonde sur les politiques développées dans les différents pays, notamment en Argentine où le gouvernement favorise la mise en valeur des ressources intérieures.

e) *Europe occidentale*

La recherche et la production dans cette région ont été favorisées ou animées par des interventions diverses qui ont abouti à une production actuelle de pétrole et de *gaz naturel* équivalant à quelque 30 millions de tonnes par an de pétrole. Le sens de l'évolution à long terme est difficile à prévoir; un nouveau développement suppose une recherche soutenue; mais aux aléas inhérents à cette activité s'ajoutent des incertitudes tenant à la transformation des structures institutionnelles découlant de la réalisation du marché commun.

f) *Afrique*

Le rôle de l'Afrique est encore relativement récent et modeste. Pour des raisons géographiques, le développement du pétrole africain est lié au marché européen; cette situation est encore renforcée par les difficultés d'accès de ce pétrole aux grands marchés de l'Amérique du Nord. Deux aspects sont à considérer :

- d'une part, les coûts *actuels* (sans royalties) n'assurent pas la compétitivité avec les pétroles bruts des sources marginales où les prix de revient sont les plus faibles,
- mais, d'autre part, les prix aux consommateurs des produits finis sur les marchés européens permettraient généralement de couvrir les coûts de production et de raffinage du pétrole de cette origine en tenant compte de royalties réalistes.

Pour l'avenir, les chiffres globaux suivants peuvent être retenus :

1965 : 55 à 70 millions de tonnes,

1975 : 120 à 150 millions de tonnes.

Ces perspectives appellent deux observations :

- le minimum prévu pour 1965 pourrait être atteint avec les réserves prouvées actuelles; le maximum repose en partie sur des hypothèses d'extension des découvertes les plus récentes et suppose que l'équipement de ces champs interviendrait à une cadence rapide;
- les chiffres pour 1975 escomptent de nouvelles découvertes; c'est un «objectif» plausible, posé, en admettant que les entreprises opérant sur les marchés européen et américain s'intéresseront au développement de ces nouvelles sources tant pour faire face à l'expansion de la demande que pour des raisons commerciales, économiques, techniques et de répartition des risques.

g) *Le Moyen-Orient*

Par l'ampleur des réserves qui y sont situées et par la faiblesse des éléments techniques des coûts de production, cette région a une position dominante. Elle pourrait, sans hausse appréciable des coûts ni difficulté technique majeure, fournir des quantités de l'ordre de 600 à 700 millions de tonnes à partir des gisements actuellement exploités.

h) *Extrême-Orient*

La région pétrolière la plus importante de longue date est l'Indonésie. Les incertitudes de la situation actuelle et les transformations prévisibles conduisent à admettre une croissance modeste d'ici 1965; pour la décennie suivante, le doublement de la production paraît possible.

i) *L'U.R.S.S. et les pays de l'Est*

On peut prévoir que cette zone disposera à l'avenir d'un surplus important de quantités exportables. En effet, les réserves récupérables de l'U.R.S.S., estimées à 4,3 milliards de tonnes ⁽¹⁾ en 1960, s'accroissent rapidement avec la campagne intense de prospection en cours. Les bassins sédimentaires ont une immense superficie et les espérances sont à leur mesure; divers documents envisagent une production de l'U.R.S.S. de 240 millions de tonnes en 1965, 400 millions de tonnes en 1972, avec une croissance très importante du potentiel au delà. On parle d'un objectif de «productibilité» de 700 millions de tonnes en 1980.

Dans les autres pays de l'Europe orientale, seule la Roumanie a une certaine importance (135 millions de tonnes de réserves).

Quant à la Chine continentale, on sait que les autorités gouvernementales forment à une cadence accélérée des équipes de géologues, géophysiciens et techniciens pour tous les stades de l'industrie; la prospection se développant, on entrerait dans une phase active stimulée par des conditions géologiques favorables.

Dans l'ensemble, il est encore difficile d'apprécier la croissance des besoins dans cette zone; on admet que la politique énergétique de l'U.R.S.S. s'oriente de plus en plus vers l'utilisation des hydrocarbures et notamment du gaz naturel. Mais les réserves *possibles* en pétrole de l'U.R.S.S. et de la Chine paraissent très élevées. Il faut se préparer à des offres croissantes des pays de l'Est sur les marchés européens, d'Amérique latine, d'Afrique et d'Orient. Les motifs de cette offre seront économiques et politiques dépendant des situations internes des acheteurs éventuels et de la nature des biens proposés en contrepartie.

⁽¹⁾ Estimation fin 1960 d'après «Erdöl und Kohle»; une délégation de l'industrie pétrolière américaine évaluait, au retour de son voyage en U.R.S.S., les réserves de ce pays à 3,25 milliards de tonnes à la même date.

L'Europe occidentale constitue actuellement le premier client de l'U.R.S.S. Pour l'avenir, cette situation pourrait se modifier par l'adoption d'une politique commune dans la Communauté, tandis que les ventes hors d'Europe se développeraient au détriment des fournisseurs traditionnels.

Il a paru raisonnable, en conclusion, de considérer un potentiel d'exportations des pays de l'Est se situant à 50 millions de tonnes en 1965 et de l'ordre de 100 millions de tonnes en 1975.

f) *Monde*

Compte tenu de toutes les hypothèses faites notamment sur l'évolution qui paraît aujourd'hui la plus probable en Amérique du Nord, il est possible de tracer un schéma approximatif (tableau 8) de la manière dont pourrait évoluer l'approvisionnement mondial en pétrole et sa répartition par grandes origines au cours des prochaines années et d'ici 1975.

Tableau 8 — Production mondiale de pétrole par grandes zones 1960-1975 (en Mt)

	1960	1961	1962	1965	1970	1975
U.S.A. (1)	388	393	400	440	500	560 - 600
Canada	26	31	35	40	50	60 - 70
Mexique	15	16	17	20	25	25 - 30
Total Amérique du Nord	429	440	452	500	575	645 - 700
Venezuela	148	152	156	170	180 - 200	230 - 250
Amérique latine	31	35	39	45	60	70
Total hémisphère occidental	608	627	647	715	815 - 835	945 - 1.020
Europe occidentale	15	16	16,5	18	20	25
Afrique	14	21	31	55 - 70	80 - 100	120 - 150
Moyen-Orient	262	284	303	320 - 390	485 - 575	550 - 730
Extrême-Orient	27	27	28	30 - 32	40 - 50	55 - 60
Exportations nettes des pays de l'Est	20	25	28	35 - 50	35 - 60	40 - 100
Total hémisphère oriental	338	373	406,5	480 - 530	660 - 750	850 - 970
Offre totale	946	1.000	1.053,5	1.195 - 1.245	1.475 - 1.585	1.795 - 1.990
Consommation totale	944	997	1.050	1.188 - 1.240	1.469 - 1.580	1.788 - 1.990

(1) Les perspectives de production à moyen et long terme pour les États-Unis correspondent à une couverture de la demande intérieure à concurrence d'environ 80 % la réalisation de cet objectif supposerait une augmentation des prix intérieurs (cf. tableau 3) et certains experts mettent en doute la possibilité technique d'atteindre les chiffres indiqués pour 1975.

Trois perspectives semblent devoir être soulignées :

- La réduction des réserves de capacités aux États-Unis, en valeur absolue et relative, eu égard spécialement à l'expansion très forte du marché européen. Il ne faut pas oublier que cette réserve de capacités en Amérique a constitué jusqu'à présent un élément essentiel de la stabilité et de la sécurité de l'approvisionnement en Europe.
- Le maintien de la position relative des pays traditionnellement fournisseurs, notamment Venezuela et Moyen-Orient, dans l'approvisionnement mondial (aujourd'hui 75 % de la production du monde, États-Unis et pays de l'Est exclus). Une telle évolution suppose, bien entendu, *la réalisation des perspectives envisagées* au Canada, en Amérique latine, en Extrême-Orient et en Afrique. La réalisation de l'hypothèse forte de l'exportation russe pourrait faire baisser la part de ce groupe de pays.
- A la fin de la période envisagée, le Moyen-Orient prend une très grande importance et devient le principal centre d'approvisionnement pétrolier dans le monde.

3. *Structure des coûts*

Du point de vue technique, l'examen auquel il a été procédé met en évidence :

- le caractère aléatoire de la recherche;
- l'extrême dispersion des coûts;
- la prédominance des investissements fixes dans les éléments techniques des coûts et par conséquent la grande élasticité des prix aux conditions du marché ainsi que les répercussions de ces fluctuations sur les programmes d'investissements, notamment dans la recherche;
- l'existence d'importantes réserves de capacité de production;
- le coût technique marginal quasi nul dans la limite des capacités installées.

Dans un marché où régnerait sans restriction la libre concurrence entre de nombreux compétiteurs, cet ensemble de facteurs se traduirait par une forte instabilité naturelle des prix du brut et par des alternances de surabondance et de crainte de pénurie.

Ces facteurs expliquent aussi la tendance de l'intégration verticale et le caractère marginal du marché du brut.

La stabilité observée en fait aux États-Unis est due en premier lieu aux interventions publiques, au dehors des États-Unis elle a pu être maintenue pendant une longue période en raison de la structure de l'offre et des échanges pétroliers à l'échelle mondiale.

L'examen des coûts a montré également l'importance de la fiscalité : redevances et impôts atteignent environ la moitié au Venezuela et les deux tiers du coût total au Moyen-Orient. Il y a donc un élément politique sous-jacent à la formation du prix du pétrole.

La modération ou la stabilisation de cet élément dépend de la concurrence permanente entre zones productrices et du développement de nouvelles sources.

Section IV

Les prix

Pendant la période 1950-1958, les prix du pétrole dans le monde sont restés stables si l'on excepte les variations liées aux crises de Corée et de Suez. Ce n'est d'ailleurs pas tant la stabilité des cotations aux grandes origines qui a été remarquable au cours de ces huit années, malgré les fluctuations des frets maritimes, mais plutôt l'existence d'un système unique et effectif des prix à l'échelle internationale.

Depuis 1958, de nombreux facteurs concomittants et interdépendants ont modifié l'équilibre du marché international du pétrole et les répercussions de ces changements ont été particulièrement sensibles en Europe occidentale.

S'agissant d'examiner la liaison entre les coûts et les prix sur le marché afin de tracer des perspectives pour le long terme, il a paru utile de rappeler d'abord brièvement comment les prix se sont formés dans le passé et sous l'empire de quelles forces les systèmes de prix ont évolué.

Après cette analyse générale et forcément sommaire de l'évolution des prix des pétroles bruts et des produits raffinés, l'étude des rapports de prix, d'une part, entre les différents produits et, d'autre part, entre les produits et le pétrole brut permettra d'explorer certains aspects des liaisons coûts-prix.

Dans cet esprit, l'étude de la situation actuelle des prix des différents produits dans les pays membres et de la valorisation globale des pétroles bruts qui en découle précédera la recherche d'un coût à long terme de fuel lourd indicatif de la tendance future des prix.

A — L'évolution passée des prix

1. *Prix fob du pétrole brut*

Dans les trois grands centres de production — États-Unis, Caraïbes, Moyen-Orient —, les prix des pétroles bruts font l'objet d'un «affichage» par origines et par qualités. Aux États-Unis, ces cotations reflètent en principe les

dispositions aussi bien des vendeurs que des acheteurs tandis qu'au Venezuela et au Moyen-Orient elles indiquent les prix auxquels les vendeurs sont prêts à céder leur production. Cette nuance tient à ce que l'intégration verticale est très largement prédominante hors des États-Unis et que, de ce fait, les transactions effectives portant sur du pétrole brut entre groupes producteurs et raffineurs indépendants ne couvrent qu'une faible partie du marché international du pétrole.

A l'origine, les États-Unis étaient de loin le plus grand pays producteur et exportateur de pétrole vers le monde entier, les prix américains acquièrent de ce fait une importance universelle. Sans doute, sur des marchés locaux, les prix effectifs pouvaient-ils être inférieurs aux prix «rendu» du pétrole brut américain, mais ils ne pouvaient leur être supérieurs puisqu'il y avait toujours possibilité pour les acheteurs de recourir à des fournitures auprès d'exportateurs américains; en pratique, les concurrents d'alors de ces derniers — Russes, Roumains, etc. — appliquaient des prix se référant à ceux des exportations en provenance des États-Unis, celles-ci ayant pour principale origine le Texas par lequel transitaient également des productions venant du Mid-Continent, telles sont les raisons pour lesquelles les cotations au golfe du Mexique constituèrent la base initiale du système des prix sur le marché mondial.

Immédiatement après la première guerre mondiale, la concurrence sur les marchés d'exportation du pétrole américain s'affaiblit, spécialement du fait de la Russie, mais le Moyen-Orient apparut très vite comme une importante source potentielle de pétrole brut. Les capacités de production dans cette nouvelle région étant toutefois encore relativement insignifiantes, les compagnies productrices alignèrent leurs prix sur ceux auxquels revenaient les exportations américaines en chaque point de consommation : les prix au golfe Persique ou en Méditerranée orientale étaient donc différents suivant les destinations.

Pendant la deuxième guerre mondiale, il n'y eut pas d'expédition de pétrole brut vers l'Europe occidentale à partir du golfe Persique. Mais de nouveaux et importants gisements furent découverts (Koweït, Arabie Séoudite) et le potentiel de production sur les anciens gisements considérablement développé. Lorsque, après la guerre, les compagnies reprirent leurs fournitures vers l'Europe ou vers d'autres continents, elles appliquèrent à nouveau l'ancien système des prix en concurrence avec les exportations américaines.

Ce régime impliquant une discrimination suivant les destinations fut aboli à la suite de l'intervention de l'Economic Cooperation Administration (E.C.A.) chargée de la gestion des crédits du plan Marshall. Une cotation unique à chaque port de chargement remplaça la pratique de prix multiples. Dans une première étape, ces cotations «affichées» furent calculées de manière que le brut du Moyen-Orient pût concurrencer au Royaume-Uni le pétrole vénézuélien dont les prix fob étaient eux-mêmes approximativement alignés sur ceux de pétroles équivalents disponibles au golfe du Mexique.

Cependant, le marché mondial changeait progressivement de physionomie : les États-Unis, dont les réserves n'avaient pas progressé aussi vite que la consommation, cessaient d'être exportateurs nets et le Venezuela prenait leur suite

comme centre d'expédition de l'hémisphère occidental vers les autres continents; l'Amérique elle-même s'ouvrait comme débouché au pétrole du Moyen-Orient : ceci entraîna une nouvelle modification des prix affichés au golfe Persique qui furent dorénavant calculés de manière à être concurrentiels sur la côte nord-est des États-Unis avec le pétrole du Texas ou du Venezuela. Tant que le marché des États-Unis demeurerait ouvert, les débouchés dans ce pays constituaient pour les producteurs du Moyen-Orient en quelque sorte la recette marginale à partir de laquelle devaient normalement s'établir les prix fob d'une offre concentrée entre les mains de quelques compagnies.

Depuis l'application en 1958 du contingentement à l'importation aux États-Unis, le marché mondial du pétrole, qui fonctionnait comme un satellite du marché américain, s'est profondément modifié. Après plusieurs mouvements, les prix des bruts vénézuéliens furent assez sensiblement décrochés des cotations appliquées pour des bruts comparables au golfe du Mexique; parallèlement, les prix affichés au golfe Persique non seulement ne suivirent pas les hausses des prix américains ⁽¹⁾ mais encore furent réduits en août 1960. C'est cette dernière réduction qui suscita les réactions diverses que l'on sait de la part des gouvernements des pays de production dont les revenus fiscaux sont basés sur ces prix affichés.

En résumé, les cotations publiées aux grandes origines n'entrent plus aujourd'hui dans le cadre d'un système de prix universel fondé sur la cohérence du marché mondial. A ceci vient s'ajouter la pratique de rabais parfois importants : ainsi des bruts vénézuéliens sont offerts soit pour l'Amérique du Sud, soit pour le continent européen, avec des réductions allant jusqu'à 30 % des prix postés, tandis que les producteurs au Moyen-Orient participent à des adjudications sur divers continents à des prix de 10 à 20 % inférieurs aux prix postés. De tels rabais sont également pratiqués dans les transactions privées de groupes producteurs à des acheteurs indépendants. Toutefois, le volume des transactions effectives à ces conditions particulières et variables suivant les lieux de destination, la durée et les quantités souscrites ne représentent qu'une part relativement faible de la production totale de pétrole brut et la situation réelle du marché ne peut être appréciée en extrapolant ces rabais à l'ensemble.

D'un autre côté, les prix affichés des pétroles bruts ont aujourd'hui surtout une valeur fiscale et comptable; ils servent au Moyen-Orient de base à l'établissement des impôts, représentent plus généralement la valeur souhaitée par les gouvernements des pays producteurs et constituent les prix d'ordre pour les transferts et les comptabilités internes des groupes.

Finalement, pour fixer une image objective de la situation il est nécessaire d'étudier la valorisation des pétroles bruts qui découle des prix de vente des produits raffinés sur les lieux de consommation, tant dans les grands réseaux intégrés que par les organisations indépendantes de distribution.

(1) Ou plus exactement baissèrent plus fortement que ces dernières après la crise de Suez.

2. *Prix des produits raffinés*

Comme pour le pétrole brut, les cotations américaines fob golfe du Mexique acquièrent très vite une signification universelle. Lorsque furent érigées les grandes raffineries des Antilles néerlandaises puis plus tard du Venezuela, les prix affichés par les vendeurs au départ de cette origine s'alignèrent sur le niveau le plus bas des prix au golfe américain de telle sorte que les produits raffinés aux Caraïbes fussent concurrentiels sur leur marché naturel, le plus vaste et le plus proche, celui de la côté nord-est des États-Unis. Les raffineries situées sur le golfe Persique pratiquèrent pendant longtemps pour les produits finis la même politique que pour le pétrole brut; c'est l'intervention de l'Amirauté britannique au cours de la guerre qui mit fin à ce système et y substitua l'application au golfe Persique de cotations voisines de celles du golfe américain.

Tant que l'offre massive de pétrole resta le fait de quelques compagnies très importantes qui exploitaient aussi bien au golfe Persique qu'aux Caraïbes, que la capacité de raffinage en Europe demeura inférieure à la demande, ces cotations publiées reflétèrent les conditions effectives sur les marchés de consommation : les structures de prix dans les différents pays étaient basées sur des prix ex raffineries équivalents à ceux de la parité d'importation à partir de la zone productrice la plus proche, Caraïbes ou Moyen-Orient suivant l'éloignement respectif, et la ligne d'équiprix à partir de ces points de base se déplaçait en Méditerranée en fonction des taux de frets. Ce système resta en vigueur jusque vers 1958 dans presque tous les pays de la Communauté avec cependant des nuances découlant de circonstances locales, telles que les réglementations de prix ou les structures de raffinage et de distribution.

Depuis 1958, les prix des produits raffinés en Europe occidentale ont suivi un processus rapidement évolutif. De nombreux facteurs y ont contribué et continuent à exercer leur pression :

- conséquence en grande partie de la crise de Suez, la rapide expansion et la modernisation de la flotte pétrolière a entraîné la chute progressive des taux de frets mais surtout a fait apparaître soudainement d'importants excédents qui cherchent à s'employer à des taux ne couvrant que les charges d'exploitation à l'exclusion des amortissements et de la rémunération du capital : une fraction du marché pétrolier est alimenté par cette voie et ceci crée une situation concurrentielle particulière par nature temporaire;
- l'accroissement des exportations de produits et de pétrole russes, en partie acheminées par des navires affrétés aux conditions exceptionnelles du secteur excédentaire, accentue la concurrence sur les marchés qui sont ouverts largement à cet approvisionnement soit par accords commerciaux bilatéraux entre l'U.R.S.S. et les pays destinataires, soit par des méthodes intermédiaires échappant aux contrôles administratifs;
- le contingentement américain refoule de leurs débouchés intégrés des compagnies américaines qui n'avaient pas jusque-là d'importantes activités de raffinage et de distribution à l'étranger mais qui venaient d'acquérir

depuis peu des concessions ou des participations dans des gisements situés hors des États-Unis, tant au golfe Persique qu'en Afrique du Nord ou au Venezuela;

- la découverte de gisements au Sahara en partie par des compagnies non intégrées pose de nouveaux problèmes sur le marché français;
- la rapide extension des réserves dans certains pays du Moyen-Orient conduit certaines compagnies à rechercher un élargissement de leurs débouchés en Europe, zone de forte demande très concentrée vers laquelle ont tendance à s'orienter de préférence les capacités de production nouvelles en quête de marchés;
- dans le secteur des carburants, une concurrence sur les prix aux consommateurs finals est apparue dans divers pays; elle est alimentée par des producteurs en quête de débouchés, par des importateurs, mais aussi par des excédents de grandes raffineries; dans plusieurs pays, des intermédiaires peuvent se procurer des approvisionnements en essence à des prix correspondant à des réductions réelles atteignant 30 à 40 % des valeurs hors taxes ex raffineries des principales marques et les prix affichés à la pompe par quelques distributeurs se situent à des niveaux de cet ordre. En outre, dans certains cas, les prix de l'essence à la consommation ont été bloqués par voie gouvernementale à des valeurs inhabituelles;
- les effets de cette concurrence se portèrent cependant en premier lieu et parfois avec une grande soudaineté sur les fuels lourds; ceci tient à ce que la pénétration de nouveaux opérateurs sur ce marché est relativement aisée et peu coûteuse à l'inverse de ce qui se passe pour les carburants dont l'écoulement nécessite la mise en place de réseaux de distribution dispendieux;
- cette chute des prix intervenant sur un marché de l'énergie en relative stagnation dans la période 1958-1960, les stocks de charbon s'accumulèrent; dans le but d'aider les mines, les gouvernements des pays producteurs de charbon réagirent de manières diverses, appliquant parfois de lourdes taxes — en principe provisoires — sur les fuels lourds;
- finalement, les incertitudes sur les politiques gouvernementales et sur le cadre institutionnel futur dans le marché commun, les lacunes ou les variations improvisées de la fiscalité, etc. ont pu susciter chez les opérateurs des politiques commerciales s'appuyant plutôt sur les coûts marginaux à court terme que sur les facteurs économiques à long terme;
- il en résulte sur de nombreux marchés européens une situation complexe, fluide, instable et l'on constate des divergences de prix notables suivant les pays de destination, discriminations qui sont elles-mêmes en grande partie le reflet de discriminations fiscales, réglementaires ou autres.

B — Rapports des prix des produits entre eux et avec ceux du pétrole brut

L'évolution des prix des produits pétroliers en Europe occidentale qui vient d'être décrite a suscité de nombreux avis fréquemment contradictoires. Les

principales réflexions s'inspirent ou gravitent autour des propositions suivantes :

- 1° Le raffinage donnant naissance à une production jointe il serait impossible d'affecter des coûts à chaque produit et par suite les rapports des prix des produits entre eux seraient entièrement indéterminés;
- 2° Les entreprises pétrolières assureraient la rentabilité de leurs opérations en recherchant la recette globale convenable, la valorisation de tel ou tel produit n'étant déterminée qu'en fonction de celle de tous les autres;
- 3° Des prix élevés de carburants auraient pour contrepartie des bas prix pour les fuel-oils; inversement, la baisse des prix des carburants devrait entraîner une remontée des prix des fuel-oils;
- 4° L'élargissement progressif de la part relative des fuels dans la demande totale devrait se traduire par une tendance à la hausse de ces produits;
- 5° Les prix des fuels lourds demeurent constamment inférieurs à ceux des pétroles bruts; ils ne pourraient les dépasser car, en ce cas, il serait plus intéressant d'utiliser directement le pétrole brut;
- 6° La structure des prix des produits raffinés (c'est-à-dire les rapports des prix des produits entre eux) reproduisant celle des États-Unis ne serait pas adaptée à la structure de raffinage européen.

Pour apprécier l'exactitude, la portée ou les limites de ces considérations, il convient de partir de l'observation des conditions américaines. Aux États-Unis, l'intégration verticale de la recherche à la distribution couvre une partie du marché beaucoup moins importante qu'ailleurs; du fait de la limitation de la production par les pouvoirs publics, de nombreux producteurs indépendants ont accès au marché sans être contraints d'établir des réseaux de raffinage et de distribution correspondant à la totalité de leurs productions tandis qu'inversement des entreprises intégrées sont amenées à acheter du pétrole brut à d'autres compagnies. Ces circonstances expliquent l'existence d'un véritable marché du pétrole brut sur lequel les prix pratiqués doivent assurer l'équilibre du secteur recherche-production dont ils couvrent tous les coûts. Par ailleurs, le fuel lourd se trouve en Amérique en concurrence avec d'autres formes d'énergie à bas prix : gaz naturel ou charbon ou les deux à la fois, notamment dans la zone de grande concentration de la demande qui se situe le long de la côte nord-est du pays; les prix des fuels lourds déterminés par cette concurrence sont depuis de nombreuses années largement inférieurs aux prix auxquels les raffineurs (intégrés ou non) peuvent se procurer le pétrole brut indigène. En vertu des trois premiers principes cités plus haut, ces circonstances auraient dû engendrer un système dans lequel des prix de carburants élevés auraient compensé des bas prix de fuel lourds; en réalité l'adaptation a été différente : l'offre de fuel lourd a été réduite au minimum économique de telle sorte que le raffinage américain se caractérise par un rendement en essence de l'ordre de 50 % et en fuel lourd de 10 % seulement. Ainsi le rapport prix de fuel/prix de brut, durablement et sensiblement inférieur à un, a entraîné une modification de l'équipement en raffinage et une restriction de l'offre de fuel lourd. Cette constatation d'expérience corrobore le raisonnement suivant lequel les entreprises ont intérêt à supprimer une production qui ne trouve à s'écouler qu'en dessous du coût de la matière première; ceci suppose, d'une part, la

possibilité technique de transformer ces produits *résiduels* et, d'autre part, une valorisation sur le marché des produits issus de cette transformation couvrant le coût de la matière première initiale majoré des frais de fabrication supplémentaires.

A l'inverse, la production des raffineries des Caraïbes se singularise traditionnellement par un rendement très élevé en fuel lourd ⁽¹⁾ dont les prix sont ajustés sur les conditions de leur marché naturel le plus proche qui est la côte nord-est des États-Unis; or, les prix des bruts sont, comme on l'a indiqué plus haut, voisins de ceux des pétroles américains de qualité comparable. Le rapport des *prix* fuel/pétrole brut dans cette région, assez voisin de ce qu'il est aux États-Unis, n'a pas entraîné la même évolution structurelle du raffinage. Il ne suffit pas de constater que la région des Caraïbes produit des pétroles bruts de qualités lourdes dont les cotations demeurent inférieures à celle des fuels le facteur fondamental est le contrôle de la capacité de raffinage dans cette région par les groupes producteurs qui dès lors disposent du pétrole brut local au coût et non aux prix affichés. La même considération est valable pour le golfe Persique et plus spécialement encore pour les raffineries d'Europe occidentale où, lorsque fonctionnait le système des prix décrits plus haut, les fuels lourds étaient effectivement et de manière constante vendus à des prix inférieurs au coût cif des pétroles bruts du Moyen-Orient, *coût pour le raffineur* calculé en prenant les prix postés fob golfe Persique (ou Méditerranée orientale) majorés des frets moyens à chaque instant. Cet état de choses s'est encore accentué depuis quelques années avec le glissement des prix sur les marchés européens. Ce n'est donc pas sur la base des rapports de prix mais en fonction du rapport entre, d'une part, le coût des bruts dont disposent les compagnies intégrées et, d'autre part, les prix des fuels que la question doit être examinée.

Cette observation permet de situer la portée des critiques avancées il y a quelques années sur le manque de cohérence entre la structure des prix des produits raffinés calquée alors sur celle des États-Unis et la structure entièrement différente de la demande en Europe; en pratique, la structure des prix contestée n'a pas empêché l'offre de fuel lourd de satisfaire la demande.

En ce qui concerne les rapports réciproques des prix des carburants et des fuel-oils, il y a lieu d'observer tout d'abord que les prix de tous les produits ont, au cours des dernières années, évolué ensemble vers la baisse.

Il n'y a pas de relation directe entre les prix des carburants et ceux des fuel-oils; les compagnies cherchent normalement à obtenir le meilleur prix possible pour chaque produit afin de maximiser le profit total; ce sont donc les conditions particulières des marchés de chaque produit qui sont déterminantes; par contre, il y a une relation entre les quantités offertes de chacun des produits joints issus du raffinage, relation assez rigide sur la courte période de telle sorte que le rapport entre l'offre et la demande d'un produit déterminé peut être influencé par la production et la consommation d'autres produits.

(1) Rendement en poids sur brut traité dans les raffineries des Antilles néerlandaises; fuel lourd 52 %, essence 12 %.

Naturellement, on ne peut nier l'importance des résultats d'ensemble, puisqu'il importe aux entreprises de conserver une recette globale assurant la couverture de tous les coûts avec un profit raisonnable. Mais cette considération prise isolément risque de conduire à des conclusions trop sommaires en matière de politique économique : c'est ainsi, par exemple, qu'une pression volontairement exercée sur les prix des carburants, soit en intensifiant la concurrence, soit par la taxation ou le blocage des prix et des marges de distribution, n'entraîne pas *ipso facto* un relèvement des prix des fuel-oils dans la zone considérée.

Ceci tient à ce que certains postes de dépenses de l'industrie pétrolière sont relativement élastiques dans le temps, tandis que les principaux acteurs sur le marché disposent de débouchés répartis dans le monde entier et de réserves financières considérables. Dès lors, la politique des prix de ces opérateurs pour un produit donné et sur un marché localisé est, au moins à court et moyen terme, assez peu sensible à des stratégies locales ayant recours à des actions directes ou indirectes sur les prix des autres produits. Il pourrait en aller différemment si ces actions s'appliquaient à des marchés très vastes, mais, même dans ce cas, leurs effets risquent d'être bien différents des objectifs visés car les entreprises peuvent s'adapter en opérant par priorité des réductions de programmes dans le domaine de l'exploration, du stockage, etc., bref en s'alignant sur une marche plus sévère avec un abaissement des marges de sécurité.

C — Les prix dans la Communauté

1. Prix des produits

Les informations publiées disponibles se limitent dans la Communauté aux éléments suivants :

- pour les carburants, les prix à la pompe ;
- pour les fuel-oils, les barèmes établis par les vendeurs, généralement franco consommateur par zones géographiques ;
- pour les prix ou valeurs ex raffineries, les «structures officielles» déposées auprès de l'administration en France pour tous les grands produits et en Italie les prix *maxima* des fuel-oils ex raffineries côtières fixés par le Comité interministériel des prix.

Pour situer les prix aux consommateurs, ces informations ne peuvent être utilisées que sous réserve des remarques suivantes :

- l'essence auto est, en presque totalité (plus de 95 %), vendue à la pompe : les prix à ce stade sont donc caractéristiques ; il n'y a de concurrence sur les prix qu'en Allemagne et en Belgique où des distributeurs «indépendants» affichent des prix de 3 à 5 Pf/l ou de 0,5 FB/l inférieurs à ceux des grandes marques ;

- pour le gas-oil moteur, une fraction seulement des ventes s'effectue au détail : elle varie d'environ 25 % (Allemagne) à 50 % (Pays-Bas); les ventes en gros aux grandes entreprises de transports, aux exploitations agricoles ou industrielles se font avec des rabais par rapport aux prix à la pompe qui peuvent excéder la marge du détaillant;
- les barèmes de prix des fuels légers et lourds ne sont représentatifs qu'en France où des rabais supérieurs à 5 % des prix de base ne sont pas autorisés; dans les autres pays membres, les rabais individuels variables accordés par la plupart des vendeurs atteignent, dans le cas des fuels lourds, jusqu'à 30 ou 40 % des prix de barèmes en Allemagne et en Belgique; en Italie, les rabais par rapport aux prix maxima sont aujourd'hui de l'ordre de 10 % après avoir culminé jusqu'à 30 % en 1961.

Les *charges fiscales* cumulent généralement un ensemble de droits, taxes et redevances diverses avec des règles d'assiette et des taux parfois différenciés selon qu'il s'agit de produits importés en l'état ou provenant de brut traité en raffineries locales et éventuellement suivant l'origine du brut. L'évaluation des charges globales qui figure en appendice 2 se réfère au cas de produits obtenus par traitement de brut importé dans chaque pays considéré; il s'agit d'évaluation de l'incidence totale de toutes les perceptions y compris celles sur le pétrole brut à l'entrée dans les raffineries, mais, par définition, à l'exclusion des droits de douane qui frappent uniquement les produits raffinés : la valorisation qui en découlera comprendra par conséquent la «protection au raffinage».

Les *frais de distribution* peuvent être décomposés en trois éléments principaux :

- marge du détaillant,
- frais de mise en place,
- marge de distribution proprement dite.

Comme on a raisonné en partant des prix dans les zones voisines des raffineries, les frais de mise en place ne comprennent pas les transports massifs des raffineries aux dépôts intérieurs de distribution; ceci suppose que les prix de zone reflètent approximativement ces coûts de transports : c'est une hypothèse de travail admise en première approximation ⁽¹⁾.

Pour les coûts de distribution, on se heurte à deux difficultés déjà rencontrées précédemment :

- une partie des marges de distribution correspond à des *coûts joints*;
- pour les carburants vendus à la pompe, on constate en pratique une assez *grande dispersion* des frais qui dépendent des débits et des modalités juridiques et financières de l'exploitation de chaque point de vente : ici intervient la position du site avec, comme corollaire, l'interdépendance entre les frais de distribution supportés par l'entreprise intégrée et la marge du détaillant.

⁽¹⁾ Sauf pour l'Italie où les carburants sont vendus à un prix unique sur tout le territoire ainsi que pour le Luxembourg; à ce titre, les valeurs indiquées ont été réduites respectivement de 2,5 dollars/tm et 4,5 dollars/tm pour obtenir dans ces deux pays les valorisations dans les zones voisines des raffineries (pour le Luxembourg, ex raffineries d'Anvers).

Dans ces conditions, on s'est référé à des évaluations existantes :

- marges moyennes des détaillants par pays évaluées dans diverses études publiées;
- frais de mise en place de la structure officielle des prix en France;
- marges de distribution des structures française et italienne ⁽¹⁾ qui montrent d'ailleurs des divergences importantes : (écart de 5 dollars/tm sur l'essence, 2 dollars/tm sur le gas-oil, distribués à la pompe); on a donc présenté pour les carburants deux valorisations ex raffineries suivant l'une ou l'autre.

Cette généralisation à différents pays membres est évidemment critiquable en ce sens qu'elle ne tient pas compte des différences éventuelles de prix des équipements, des législations en matière fiscale et sociale, des rémunérations, etc. Mais l'écart entre les deux évaluations est suffisamment élevé pour admettre que ces éléments n'interviennent qu'à second titre. En définitive, la composante «frais de distribution» des prix finals aux consommateurs est sujette à des variations dans l'espace et dans le temps et il est difficile de la fixer avec précision.

On trouvera dans les tableaux de l'appendice 2 les prix aux consommateurs considérés comme représentatifs dans les réseaux intégrés (compte tenu des rabais), les taxes et les valorisations ex raffineries qui en découlent suivant les hypothèses et marges de distribution considérées.

Ces tableaux font apparaître des différences considérables dans la structuration des prix selon les pays membres; ces divergences proviennent :

- de la fiscalité,
- de la répartition des marges de distribution, aussi bien entre les stades successifs qu'entre produits,
- des interventions gouvernementales dans la fixation des prix.

Ainsi, sur les carburants, la dispersion des charges fiscales est très grande :

- l'essence est fortement taxée dans tous les pays de la Communauté, mais la part des charges fiscales varie de 50 à 75 % du prix à la pompe;
- le gas-oil moteur est également fortement taxé en Allemagne, en France et en Italie où il bénéficie toutefois de détaxations pour certains utilisateurs préférentiels (chemins de fer, navigation intérieure, agriculture); par contre, il est relativement peu taxé dans les pays du Benelux où les véhicules diesel sont soumis à un impôt élevé;
- les charges fiscales varient de 1 à 7 dollars/tm pour les fuels fluides et de 2 à 8 dollars/tm pour les fuels lourds.

Les valorisations ex raffineries font apparaître :

- des différences importantes entre essence ordinaire et supercarburant (valorisations ramenées suivant les différentiels appliqués dans les cotations internationales à 87/88 d'octane pour l'ordinaire et 95 d'octane pour le

(1) Marge reconnue en Italie avant la suppression, au début de 1960, de la structure officielle des prix.

- super) et pour chacune de ces qualités de pays à pays; la compression des valeurs ex raffineries est très forte en Italie du fait des prix maxima;
- pour le gas-oil, la valorisation d'ensemble se situe dans une gamme relativement resserrée de 26 à 30 dollars/tm environ, avec une compression également en Italie;
 - quant aux valorisations des fuels lourds, elles ne reflètent pas les positions géographiques des pays par rapport aux sources d'approvisionnement; elles semblent un peu plus élevées en Italie qu'en Belgique ou dans le nord de l'Allemagne, tandis qu'en France, pour la combinaison du contrôle des barèmes et de l'interdiction des rabais supérieurs à 5 %, ils sont maintenus approximativement au niveau de la parité d'importation ex Caraïbes, mais au total les différences de prix à la consommation sont peu élevées en raison des charges fiscales diversifiées.

2. Valorisations globales des pétroles bruts

En prenant pour base les valeurs ex raffineries ainsi déterminées et en retenant pour les gaz liquéfiés une valorisation de l'ordre de 30 dollars/tm et pour le kérosène les cotations cif Europe du Nord (33 à 35 dollars/tm et une décote géographique pour l'Italie), on peut calculer les valorisations théoriques des différents bruts analysés au chapitre précédent, dans un traitement type topping-reforming et pour des raffineries de 2 Mt/an ⁽¹⁾.

Ces valorisations (pour les réseaux intégrés) conduisent aux observations suivantes :

- En France, au Luxembourg et aux Pays-Bas, les valorisations globales des bruts correspondent approximativement aux prix «affichés».
- En Allemagne et en Belgique, les bruts légers sont valorisés aux prix postés ou un peu en dessous; par contre, les pétroles lourds sont assez fortement décrochés des prix postés principalement du fait de la taxation des fuels qui a été en partie absorbée par les producteurs.
- En Italie, l'incertitude sur les marges de distribution n'empêche pas de constater une sensible compression par rapport aux prix affichés; la politique des prix maxima tend à aligner le niveau des valorisations approximativement sur les coûts locaux de production du Moyen-Orient.
- Enfin, sur le marché non intégré en Allemagne et en Belgique, les valorisations des prix ex raffineries des carburants correspondent sensiblement aux cotations basses, Europe du Nord (Channel Port Low ou European barge

⁽¹⁾ Pour des raffineries de 4 Mt/an, les valorisations seraient à majorer de 1 dollar/tm environ.

price ⁽¹⁾) et à des valorisations des pétroles bruts à l'origine très faibles, si l'on considère les frets moyens; mais si l'on admet que les opérateurs pratiquant ces prix recourent à des affrètements «spot», on aboutit à des prix d'achat fob golfe Persique, avec des rabais de 25 à 45 cts/bl par rapport aux prix affichés. Ce marché secondaire correspond par conséquent à l'utilisation des excédents de capacité tant de production que de transport maritime ou de raffinage; il est, en outre, approvisionné en partie par des importations de l'Est; il ne permet pas l'insertion à long terme et en approvisionnements réguliers de la masse de la production de quelque origine que ce soit, mais il peut subsister en permanence à côté du marché intégré — pour des quantités limitées, il est vrai — tant que les excédents de capacité conduisent à écouler une partie de la production à ces conditions marginales.

D — Coûts et prix des fuels lourds

L'existence de capacités excédentaires conjuguée à la décroissance des coûts en fonction du volume de production en *équipement constant* (production et raffinage) ainsi que le coût réduit des affrètements au voyage en période de surplus de tankers conduisent à un *coût de la tonne supplémentaire* ou *coût marginal à court terme*, qui pour le fuel lourd descend — à partir d'un approvisionnement en provenance du Moyen-Orient — jusqu'à 8 dollars/tm en Europe du Nord et à 7,5 dollars/tm en Europe méridionale.

Ce coût ⁽²⁾ est une limite inférieure extrême qui suppose la réunion d'un ensemble de conditions extrêmement favorables notamment des souplesses

⁽¹⁾ Les cotations en juin 1962 étaient les suivantes:

Tableau 9 — Cotations des produits raffinés cif (Europe du Nord) (chiffres arrondis en dollars/tm)

	Parité ⁽¹⁾ importation Rotterdam	Channel port Index		European barge price	
		High	Low	Anvers- Rotterdam	Hambourg
Essence 90	39	39	30	—	—
Essence 90/92	40	40	33	23 - 24	24 - 25
Kérosène	35	35	33	—	—
Gas-oil 48 d.i.	30	30	24	—	—
Gas-oil 58-57 d.i.	31	—	—	25 - 26	25 - 26
Fuel lourd	—	—	—	—	—
(Bunker C)	17	17,5	13,5	—	—

⁽¹⁾ A scale — 20.

⁽²⁾ Le terme «coût» est employé ici à titre d'abréviation; en effet, étant donné l'impossibilité d'établir le coût moyen d'un produit lié, chaque fois que l'on parle du «coût» d'un produit pétrolier, il s'agit bien entendu du coût marginal à court ou à long terme.

suffisantes en raffinage et la possibilité de substitution de bruts légers par un brut lourd. En pratique, cette dernière condition se heurte à une série de limitations tenant aux engagements contractuels des producteurs vis-à-vis des États concédants ou des raffineurs à l'égard de leurs fournisseurs.

Par définition ce coût ne couvre aucun amortissement ni rémunération du capital investi aux stades de la recherche, de la production, du transport maritime et du raffinage. C'est le minimum en dessous duquel *aucun* opérateur ne peut avoir intérêt, aujourd'hui, à vendre en Europe; inversement, des prix de cet ordre ne peuvent être pratiqués que s'ils ne se propagent pas sur le marché tout entier. La technique commerciale consiste alors à fixer un prix nominal voisin des prix moyens de marché et à accorder à la clientèle *nouvelle* des services des crédits à faible taux d'intérêts, etc.; les *prix* effectifs accordés à l'occasion de ces transactions marginales remonteront automatiquement aux prix moyens dès que cesseront les prestations annexes consenties.

Le *coût à long terme* résulte des considérations exposées plus haut sur le rapport entre les *prix* des fuels et les *coûts* des bruts.

L'offre ne suivra durablement la demande croissante en fuel lourd que si le prix, abstraction faite des fluctuations conjoncturelles ou accidentelles, permet de couvrir tous les coûts en développement (recherche, production, transport, raffinage); si les perspectives du marché des combustibles ne devraient pas assurer cette couverture, les opérateurs auraient intérêt, pour maximiser leurs profits, à réduire progressivement le rendement en fuel lourd qui deviendrait alors effectivement «résiduel».

Il reste à résoudre le problème de la répartition des coûts de raffinage. En principe, cette répartition dans une perspective à court terme est toujours arbitraire; mais si l'on envisage la longue période, il apparaît que le développement de la production de fuel lourd entraîne la mise en place de capacités de distillation, de réception de pétrole brut et de stockages supplémentaires, toutes choses inchangées par ailleurs en ce qui concerne les capacités requises pour la production des autres produits; on peut donc déterminer la part des coûts de raffinage qui devra être imputée au fuel lourd : on l'estime à environ 1,5 dollar/tm.

En termes économiques, le coût marginal d'un produit lié s'obtient en faisant la différence des coûts globaux de deux ensembles de produits qui ne diffèrent l'un de l'autre que par une variation des quantités du produit dont on cherche le coût marginal. La présentation simplifiée qui en est faite ici en constitue donc une image concrète et approximative qui semble néanmoins suffisante pour une perspective à terme éloigné; elle correspond à un calcul établi en fonction d'hypothèses notamment en matière de taux de croissance des autres produits, valables pour la période lointaine étudiée.

Finalement, avec les royalties actuelles, le coût à long terme du fuel lourd obtenu par traitement de brut du Moyen-Orient s'établirait en moyenne aux niveaux approximatifs suivants en Europe du Nord :

	Aujourd'hui	Dans quelques années
Coût local de production du brut	2,5	2,5
Redevances et impôts	5,3	5,3
Transport maritime	6,7	5,7
Raffinage	1,5	1,5
Frais généraux, stockage, etc.	1	1
Total	17,0	16
En Europe méridionale	15,5	14,7

Bien entendu, ces chiffres ne constituent pas une prévision de prix; d'une part, ils ne contiennent aucune marge de péréquation pour un approvisionnement diversifié et ne couvrent qu'une part des frais généraux, marges et provisions qui sont à ajouter aux coûts de production locaux du pétrole brut; inversement, certaines entreprises peuvent disposer de réserves exploitables à un coût inférieur au coût moyen des gisements groupés autour du golfe Persique et exercer pendant des périodes plus ou moins longues une pression sur le marché. Cependant, même compte tenu des approximations faites, ces résultats indiquent la tendance : les prix actuels les plus bas constatés sur certains marchés de la Communauté ne pourront se maintenir sur le long terme.

Ces estimations de coût marginal à court et à long terme ont néanmoins le mérite de constituer des éléments objectifs pour fixer des points de repère dans l'évolution future des prix. La différence importante entre les coûts à long terme et à court terme permet de situer la marge d'incertitude qui affecte les fluctuations de prix futures. Par contre, on ne saurait trop insister sur le fait que le niveau de ces coûts dépend d'un ensemble d'hypothèses parmi lesquelles figure en première place la stabilité des redevances et des taxes.

Conclusion générale

Dans une perspective d'évolution normale des prix, les besoins en pétrole (soutes comprises) de la Communauté tripleraient de 1960 à 1975 pour atteindre 300 millions de tonnes. La part du pétrole (et du gaz naturel importé) dans la couverture de la demande globale d'énergie atteindra et pourra même dépasser 50 % contre 27 % en 1960.

C'est dire le déplacement qui est en train de s'opérer rapidement dans la structure de l'approvisionnement énergétique de la Communauté, presque indépendamment des alternatives plausibles d'utilisation de combustibles soli-

des. C'est dire aussi que le degré de dépendance à l'égard de l'importation est en train de croître inéluctablement et que, par suite, les problèmes économiques et politiques posés par l'approvisionnement en énergie sont en train de changer de nature en raison même de leur ampleur croissante. Il faut enfin souligner que, quel que soit le niveau de la production charbonnière dans les différents pays membres, ces problèmes vont s'affirmer avec une force égale à tous les partenaires de la Communauté.

L'analyse des «coûts» des combustibles liquides qui a été faite ici et sa confrontation avec les prix du marché montrent la marge d'incertitude qui affecte ces derniers. Ces incertitudes sont liées, d'une part, à l'évolution interne du secteur pétrolier et, d'autre part, à des éléments externes dont l'industrie n'a pas pleinement la maîtrise.

Dès lors, retenir les coûts marginaux à long terme avancés ici, comme points de repère dans une évaluation des prix futurs, revient à anticiper le succès d'une politique de stabilisation. De cette façon apparaît à nouveau le caractère conditionnel des perspectives tracées ici.

APPENDICE 1

La demande de pétrole dans la Communauté

Perspectives de consommation

Les perspectives de consommation distinguent l'essence auto, le gas/diesel-oil *moteur*, les fuel-oils; les «autres produits» sont repartis en deux groupes selon qu'ils sont ou non à usage énergétique.

— Essence auto

La consommation d'essence auto paraît devoir évoluer de la manière suivante :

Tableau 1 — Prévisions de consommation d'essence auto dans la Communauté 1960-1975 (en Mt)

Pays	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	5,7	9,0	12 \pm 1	14,5 \pm 1,5
Belgique	1,1	1,4	1,7 \pm 0,1	2,1 \pm 0,2
France	5,4	8,0	10,4 \pm 0,7	13 \pm 1
Italie	2,5	5,5	8 \pm 0,5	10,5 \pm 1
Luxembourg ⁽¹⁾	0,1	0,1	0,1	0,1
Pays-Bas	1,2	1,6	2,1 \pm 0,2	2,7 \pm 0,2
Communauté	16,0	25,6	34,3 \pm 2,5	42,9 \pm 3,9

(¹) Chiffres arrondis, consommation en 1960 : 56.000 tonnes.

Il a été admis que la mise au point de nouvelles techniques de propulsion n'aurait pas d'incidence notable d'ici 1970; au delà, les prévisions sont sujettes à l'incertitude due au progrès technologique, à sa nature comme à son rythme d'application.

— Gas-oil moteur

Cette dénomination recouvre non seulement le «gas-oil routier» mais aussi l'ensemble des carburants diesel utilisés dans la navigation intérieure, les chemins de fer, l'agriculture et les moteurs fixes. Les perspectives se présenteraient ainsi :

Tableau 2 — Prévisions de consommation de gas-oil moteur dans la Communauté 1960-1975 (en Mt)

Pays	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	4,7	7,7	9 \pm 0,5	10,5 \pm 1
Benelux	1,8	2,7	3,5 \pm 0,3	4,2 \pm 0,5
France	2,9	4,4	6 \pm 0,4	7,5 \pm 0,5
Italie	2,7	4,6	6,5 \pm 0,3	8,5 \pm 0,5
Communauté	12,1	19,4	25,0 \pm 1,5	30,0 \pm 2

Fuel-oils

Le terme «fuel-oil» utilisé ici comprend tous les gas-oils et fuel-oils à l'exception des quantités destinées à l'alimentation des moteurs diesel (il n'y a donc pas de coïncidence avec l'appellation commerciale de fuel-oil en usage dans certains pays). Dans cette acceptation, les fuel-oils ont pour principaux secteurs d'utilisation : les transports maritimes et ferroviaires, la *production d'énergie secondaire* (usines à gaz et centrales électriques), *l'industrie* et le *chauffage des locaux*.

Les perspectives de consommation de fuel pour 1965 sont présentées par un chiffre unique — probable — par pays membre; par contre, pour 1970 et 1975, les fourchettes indiquées combinent les écarts possibles de la demande, d'une part, dans les centrales suivant l'attitude des producteurs d'électricité dans l'option charbon/pétrole et, d'autre part, suivant le rythme de substitution dans l'industrie et le chauffage des locaux.

Tableau 3 — Prévisions de consommation de fuel-oils dans la Communauté 1960-1975 (en Mt)

Pays	1960	1962	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	14,3	22,1	30	43 - 52	51 - 72
Belgique	3,9	4,8	6	9 - 10	11 - 13
France	11,2	14,1	19 - 21	35 - 39	47 - 54
Italie	10,8	13,8	18,5	29 - 32	39 - 41
Luxembourg	0,1	0,1	0,15	0,20	0,25
Pays-Bas	4,7	5,5	7	9 - 10	10 - 12
Communauté	45	60,4	81 - 83	125 - 143	158 - 192

Il va de soi que ces prévisions reposent sur des hypothèses de prix relatifs fuel-oils/charbon; elles supposent que les pays producteurs ne procéderaient pas à des relèvements de royalties susceptibles de réduire les débouchés offerts à leurs productions et que les pays membres ne maintiendraient ou n'instauraient pas de taxes permanentes entraînant un désavantage prohibitif de la calorie fuel par rapport à celle d'autres formes d'énergie. Il faut ajouter que ces perspectives de consommation de fuel-oils comprennent les quantités de gaz naturel exprimées en équivalent pétrole qui seront éventuellement importées par canalisation à partir de la fin de la décennie en cours. Elles couvrent aussi les quantités de fractions légères susceptibles d'être utilisées dans des usages thermiques au cas où les disponibilités en raffinage conduiraient à une extension de cet emploi nouveau.

Vue d'ensemble

Les perspectives de consommation de produits pétroliers peuvent être ainsi résumées pour la Communauté :

Tableau 4 — Prévisions des besoins en pétrole de la Communauté (en Mt)

	1960	1965	1970	1975
I — Pétrole pour la consommation interne d'énergie ⁽¹⁾				
1. Carburants	30	48	65	80
2. Raffineries	7	14	17	21
3. Total (1+2) emplois spécifiques	37	62	82	101
4. Fuel-oils et autres produits énergétiques	49	87 - 89	132 - 150	166 - 201
5. Total (3+4) pétrole pour l'énergie interne	86	149 - 151	214 - 232	267 - 302
II — Pétrole pour autres besoins				
6. Soutes maritimes	11	15	19	23
7. Produits non énergétiques	7	12	17	22
8. Total général (5+6+7)				
Besoins totaux en pétrole	104	176 - 178	250 - 268	312 - 347

⁽¹⁾ Les chiffres de cette rubrique se recoupent avec ceux du rapport principal à l'exception de la légère différence en ce qui concerne les carburants en 1975; voir remarques au tableau 14 du rapport principal.

Ce tableau montre la rapidité de la croissance de la consommation probable qui d'ici 15 ans sera vraisemblablement triple de celle d'aujourd'hui. Malgré l'ampleur apparente, les chiffres avancés paraissent dans l'ensemble prudents.

APPENDICE 2

Tableaux de prix aux consommateurs et de valorisation
des principaux produits et des pétroles bruts
de diverses origines

Tableau 1 — Prix aux consommateurs toutes taxes comprises et hors taxes des principaux produits pétroliers, raffinés dans la Communauté (en dollars/tm)

Juin 1962

Pays	Supercarburant ramené à 95 RON			Essence ordinaire ramenée à 87/88 RON			Gas-oil routier 53-57d.l.			Fuel lourd (Bunker C)		
	Prix avec taxes	Taxes	Prix hors taxes	Prix avec taxes	Taxes	Prix hors taxes	Prix avec taxes	Taxes	Prix hors taxes	Prix avec taxes	Taxes	Prix hors taxes
Allemagne (R.F.)	216	116,5	99,5	195	116,5	78,5	163,5	92	71,5	20 - 22	7,90	12 - 14
Belgique	216	142,3	73,7	205,5	143,5	62	70	15,9	54,1	18 - 20	5,73	12,3-14,3
France :												
Atlantique	286	210	76	270,5	207	63,5	160	108,5	51,5	21 - 22	2,19	19 - 20
Méditerranée	283	210	73	270,5	207	63,5	159	108,5	50,5	19 - 21	2,19	17 - 19
Italie	229	156	73	212	154	58	143	97,5	45,5	17 - 19	4,85	12 - 14
Luxembourg	189,5	107	82,5	181,5	108,5	73	67,5	8,5	59	19 - 21	2,13	17 - 19
Pays-Bas	184,5	92	92,5	174	93,3	80,7	54,5	4,3	50,2	16,5-18	2,94	13,5-15

Note :

- Pour les carburants, prix à la pompe dans les zones voisines des raffineries, sauf en Italie et au Luxembourg où les prix indiqués sont valables sur tout le territoire.
- Pour les fuels lourds, prix ex raffineries.
- Pour les fuels fluides, les prix hors taxes ex raffineries varient de 27 à 30 dollars/tm environ (rabais déduits) en Europe du Nord ; le marché des fuels fluides est très peu étendu en Italie.

Tableau 2 — Valorisation ex raffineries côtières des principaux produits du pétrole dans les réseaux intégrés (en dollars/tm - chiffres arrondis)

Juin 1962

Pays	Supercarburant 95	Essence ordinaire 87 - 88	Gas-oil routier 53 - 57	Fuel fluide	Fuel lourd
Allemagne (R.F.)	47 - 52	31 - 36	40 - 42	27 - 29	11 - 13
Belgique	41 - 46	33 - 38	32,5 - 34,5	30 - 31	11 - 13
France :					
Atlantique	41 - 46	33,5 - 38,5	30 - 32	29,5 - 31	18 - 19
Méditerranée	38 - 43	33,5 - 38,5	29 - 31	27,5 - 29	16 - 18
Italie	31,5 - 36,5	25,5 - 30,5	23,5 - 25,5	20 - 21	11 - 13
Luxembourg	43 - 48	37,5 - 42,5	33 - 35	30 - 31	16 - 18
Pays-Bas	56,5 - 61,5	48,5 - 53,5	29 - 31	29 - 31	13 - 14

Note :

- Les écarts pour le supercarburant, l'essence et le gas-oil routier (ex pompe) découlent des différences d'estimation des marges de distribution.

Tableau 3 — Valeur à la raffinerie des principaux produits pétroliers. Base de calcul des valorisations des pétroles bruts (en dollars/tm)

Juin 1962

	L P G	Essence (1)	Kérosène	Gas/diesel-oil	Fuel lourd
Allemagne (R.F.)	30	37 - 42	33	30	12
Belgique	30	37 - 42	33	30	12
France :					
Atlantique	30	36,5 - 41,5	33	30	17,5
Méditerranée	30	35 - 40	32	29	16
Italie	30	27 - 32	25	23	12
Luxembourg	30	40 - 45	33	30	16
Pays-Bas	30	51 - 56	33	30	13
Channel Port :					
High	n.c.	39	35	30	17,5
Low	n.c.	30	33	24 (2)	13,5
European barge price	n.c.	23	n.c.	25 (2)	n.c.

(1) Valeurs ex raffinerie pour les réseaux intégrés; écart de 5 dollars/tm correspondant à différentes évaluations des frais de distribution à la charge des réseaux.

(2) 48 d.i.

(2) 53-57 d.i.

Tableau 4 — Valorisations approximatives fob de pétroles bruts de diverses origines d'après les prix des produits dans la Communauté (réseau intégré) (en dollars/tm)

Juin 1962

	Irak		Koweït	Messaoud	Sahara oriental	Venezuela
	ex Méditerranée orientale	ex golfe Persique				
Allemagne (R.F.)	14,5-15,5	11-12	8,5- 9,5	19,5-21	17,5-18,5	11 -11,5
Belgique	14,5-15,5	11-12	8,5- 9,5	20 -21,5	17,5-18,5	11 -11,5
France :						
Atlantique	16,5-17,5	13-14	11,5-12	20,5-22	19 -20	14 -14,5
Méditerranée	16,5-17,5	13-14	11,5-12	20 -21,5	19 -20	12,5-14
Italie	12 -13	8- 9	7 - 8	15 -16	13,5-14,5	8 - 8,5
Luxembourg	16,5-17,5	13-14	11 -12	21,5-23	19,5-20,5	13,5-14
Pays-Bas	17,5-18,5	14-15	11 -12	23,5-25	21 -22	13,5-14
Channel Port Low	12,5-14	9-12	7,5-10	16 -17	14,5-15,5	10 -12
European barge price	10,5-12,5	7-10	5,5-8,5	14 -15	13 -14	8,5-10,5
Prix posté fob	16,4	12,7	11,5	(20)	(19)	(17)

Note:

— Valorisations sur la base des rendements en raffinage cités au tableau 5 de l'annexe; pour le Venezuela sur la base des rendements moyens des raffineries aux Antilles néerlandaises.

— Coûts de raffinage « topping-reforming », pour les raffineries de 2 Mt/an (y compris rémunération du capital investi à 8 %) : environ 1 dollar de plus que pour des raffineries de 4 Mt/an (cf. également tableau 5).

— Frets moyens à scale — 20 %.

Pour le « Channel Port Low » et le « European barge price », la valorisation fob minima correspond aux frets « moyens » et le terme élevé à des affrètements « spot ».

APPENDICE 3

Bibliographie

Principaux rapports, articles et ouvrages consultés pour l'analyse des tendances de la demande de pétrole dans le monde

I — Synthèses au plan mondial

1. Some major determinants of future oil requirements and supplies, by Walter J. Levy and Milton Lipton, 1959, Fifth World Petroleum Congress — Section IX, paper 3.
2. The rôle of petroleum in world energy supplies, by Nathaniel B. Guyol, Economic Department, Standard Oil Company of California, 1959, Fifth World Petroleum Congress — Section IX, paper 4.
3. Les prévisions de besoins énergétiques du monde et l'importance du pétrole comme forme d'énergie primaire, par Paul R. de Ryckère, 1959, Fifth World Petroleum Congress — Section IX, paper 5.
4. World oil trade and international payments, by Bernard T. Stott, Vice-President of the First National City Bank of New-York, 1959, Fifth World Petroleum Congress — Section IX, paper 7.
5. The state of the oil industry, by P.H. Frankel and W.L. Newton, National Institute Economic Review, London, September 11th, 1960.
6. Long term demand for energy and oil, by M.E. Hubbard, Economic adviser to the British Petroleum Ltd, second Arab Petroleum Congress, organized by the Secretariat general of the League of the Arab States, Beirut October 17th — 22nd, 1960.
7. Fuels consumption and availability for 1975 and 2000, by W.C. Schroeder, for Robert Mc Kinney study groups — Background material for the review of the international atomic policies and programs of the United States, report to the Joint Committee on Atomic Energy, Congress of the United States (86th Congress, 2nd Session) volume 4, Section B, page 1456, Washington, October 1960.
8. Free world energy, petroleum and natural gas outlook, by a task force on the basis of industry review — *ibidem*, volume 4, page 1574.
9. Considerations regarding the future pattern of international oil movements and their repercussions on the tanker demand and supply position, Petroleum Economics Ltd. London, November 1960.
10. Wende in der Europäischen Energiewirtschaft, Deutsche Shell AG, Sonderdruck aus « Das Ölfeuerjahrbuch » 1961.
11. Growth of world energy demand — Projections presented by the Standard Oil Company of New-Jersey in Paris, 1961.
12. World petroleum demand and supply — *ibidem*.
13. Petroleum demand in the free world — *ibidem*.
14. Lage und Entwicklungstendenzen des Weltölmarktes in ihrer Auswirkung auf die Energiepolitik Westeuropas, insbesondere der Bundesrepublik — Gutachten von Walter J. Levy, Bundesverband der deutschen Industrie, Köln, Juni 1961.
15. Caution marks forecast of oil growth — Expected energy trends in next decade (Chase Manhattan Bank), Oil and Gas Journal, October 16th, 1961, page 78.
16. The outlook of tankers requirements and availability for 1965, Petroleum Economics Ltd, London, June 1962.

II — Études régionales ou par pays

17. Amérique latine Projection of energy demands in Latin America and Asia by Dr. S.G. Lasky, Department of the Interior, in the Mc Kinney report (cf. N° 7) volume 4, page 1679, Washington, October 1960.

18. Amérique latine More concern for Latin America, Petroleum Press Service, London, June 1961.
19. Amérique latine Le marché de l'Amérique latine, Petroleum Press Service, Londres, août 1962.
20. Asie cf. 17.
21. Australie Australia's future needs, Petroleum Press Service, London, August 1961.
22. Autriche Mineralöl und Erdgaswirtschaft in Österreich, Österreichische Länderbank, Beilage zu Nr. 23 vom 1. Dezember 1960.
23. Canada Royal Commission on Energy, First Report — Ottawa, October 1958.
24. Canada Royal Commission on Energy, Second Report — Ottawa, July 1959.
25. Europe L'énergie en Europe, nouvelles perspectives — Rapport de la Commission consultative de l'énergie sous la présidence du professeur Austin Robinson, O.E.C.E., Paris, janvier 1960.
26. Europe Current economic trends in location and size of refineries in Europe, by P.H. Frankel and W.L. Newton, 1959 Fifth World Petroleum Congress — Section IX, paper 10.
27. Europe Ensemble de renseignements recueillis à ce jour concernant l'évolution du raffinage et de la consommation, O.E.C.E., Section pétrole, doc. DT/E/PE/ 61.122, Paris, 22 septembre 1961.
28. Europe L'Europe toujours en course, Petroleum Press Service, Londres, septembre 1962.
29. Inde India's energy requirements and the rôle of petroleum, by K.K. Sahni, Ministry of Steel, Mines and Fuel of India, and Burnah — Shell (India), 1959, Fifth World Petroleum Congress — Section IX, paper 20.
30. Japon Japan Power and Fuel Yearbook, published by Japan Power Association.
31. Japon Survey of Japanese finance and industry, the Industrial Bank of Japan Ltd, vol. XII, n° 6, November-December 1960.
32. Japon New long range economic plan of Japan, 1961-1970, Economic Planning Agency, Japanese Government, published by The Japan Times, Tokyo 1961.
33. États-Unis Energy in the American economy 1850-1975, by Schurr, Netschert et al. published by Resources for the Future, Inc. Baltimore 1960.
34. États-Unis Report of the national fuels and energy study groups on an assessment of available information on energy in the United States to the Committee on Interior and Insular Affairs, United States Senate, Samuel Lasky, Department of the Interior, Washington, September 21th, 1960.
35. États-Unis U.S. Provinces to fill new energy demands, Oil and Gas Journal, May 22nd, 1961, page 59.
36. États-Unis Oil, gas will still dominate 1980's — Expected demand for oil and gas in 1980, Oil and Gas Journal, July 17th, 1961, page 46.

INDEX ANALYTIQUE

Acier

v. SIDÉRURGIE

Aides

Modalités d'—	156, 159, 172 et s., 178
Effets des —	174 et s.
Coût pour la collectivité	173 et s.
Comparaison des effets	179 et s.
Droits de douane	174, 175
Subventions	175 et s.

Ajustements statistiques

— comme base d'évaluation des besoins	31, 210 et s., 243 et s.
Variables explicatives	31, 210, 211
Période de référence	210 et s.
Relations retenues	210, 212 et s., 379 et s.
Critères statistiques d'appréciation	210, 215 et s., 411, 420, 431 et s.
Critères technico-économiques	208, 217 et s.
Résultats des ajustements :	
consommation totale	262 et s.
autres industries	308, 309, 321 et s.
secteur domestique	380, 392 et s.
électricité	ANNEXE 7 (399 à 466)
Coefficients de corrélation	215
Autocorrélation	216
Multicollinéarité	216

Autocorrélation

v. AJUSTEMENTS STATISTIQUES

Aviation

v. NAVIGATION AÉRIENNE

Balance des paiements

190 et s.

Bilan énergétique

— de la Communauté (1960-1970-1975)	120 et s., 132 et s., 159 et s., 188 et s.
— des États-Unis	<i>v. aussi MÉTHODES</i>
Équilibre entre offre et demande d'énergie en 1970	534 et s.
Part des importations	117 et s., 171 et s.
Bilan électrique	182, 190, 195
<i>v. ÉLECTRICITÉ</i>	
Incertitudes sur le —	165 et s.

Carburants

— <i>v. en général annexe 5 (327 à 370)</i>	
Consommation de —	119, 360, 614
Consommation d'essence par secteur	358
Consommation de gas-oil moteur par pays et par secteur	359
Incertitudes sur la consommation de —	350 et s.
	<i>v. aussi ESSENCE, GAS-OIL</i>

Centrales hydrauliques

(et Géothermiques)

Modalités de production	101, 102
Production modulée	102
Évolution de la production	101 et s., 120, 121, 475 et s.
Répartition régionale	
<i>v. RÉGIONALISATION</i>	
Importations d'électricité d'origine hydraulique	104

Centrales minières

v. CENTRALES THERMIQUES

Centrales nucléaires

Durée d'utilisation	107
Coût de production	105 et s., 110
Évolution de la production	110, 111, 120, 121, 130, 131, 197, 475 et s.
Liste des —	112
Compétitivité avec centrales classiques	108, 109
Approvisionnement en combustibles nucléaires	113, 114
— et sécurité d'approvisionnement	
<i>v. SÉCURITÉ</i>	
Stockage de combustibles nucléaires	
<i>v. STOCKAGE</i>	

Centrales thermiques

v. en général annexe 8 (467 à 508)

Taille des unités de production	480
Structure institutionnelle	473, 481, 482
Durée d'utilisation	482
Coût de capital	496, 497, 508
Coût d'exploitation	497, 498, 508
Coût du combustible rendu centrale	502, 503
Coût de transport	
<i>v. TRANSPORT (coût de —)</i>	
Évolution de la production totale	475, 477, 478
Production à partir de lignite	488, 489
Production à partir de gaz de haut fourneau	489 et s.
Puissance et production des centrales minières	491 et s.
Production à partir de sources substituables	495, 496, 503, 504
Besoins de combustibles	44, 130, 131, 240, 486, 487
Besoins de combustibles par produit	487, 488
Besoins de combustibles par région	
<i>v. RÉGIONALISATION</i>	
Consommation spécifique	
<i>v. CONSOMMATION UNITAIRE</i>	

Charbon à coke

Besoins totaux de —	119
Besoins par région	
<i>v. RÉGIONALISATION</i>	
Coût cif du — importé	
<i>v. CHARBON IMPORTÉ</i>	

Prix rendu du — importé
v. CHARBON IMPORTÉ
 Schéma d'approvisionnement en —

146 et s.
v. aussi ANNEXE 9 et ANNEXE 10
(509 à 528, 529 à 566)

Charbon communautaire

Méthodes d'estimation des conditions de l'offre

v. MÉTHODES

Effectifs

v. MAIN-D'ŒUVRE

Structure des coûts

Rendement

Coût de matériel

Amortissements et charges financières

Courbes de coûts

Courbes de demande

Courbes d'offre

Différences de qualité du — par rapport au charbon américain

Conditions d'écoulement à la cokéfaction

Conditions d'écoulement pour usage vapeur

Techniques de vente

Schéma d'écoulement à la cokéfaction

Schéma d'écoulement pour usage vapeur

Écoulement

Anthracite

Bas-produits

— dans l'ensemble de l'approvisionnement

v. BILAN ÉNERGÉTIQUE

Aides au —

v. AIDES

— et sécurité d'approvisionnement

v. SÉCURITÉ

— et fluctuations de conjoncture

v. CONJONCTURE

— et coûts

v. COÛTS

Incertitudes sur l'évolution des coûts

69 et s.
 67 et s., 76, 196, 520 et s., 526, 527
 71, 72, 519, 524
 518, 519
 68, 73, 143
 156 et s.
 143, 144, 513 et s., 525 et s.

137

146

148 et s.

172 et s.

147, 158

148, 151, 158

133, 134, 155, 160 et s.

72, 514

242, 491 et s., 513

195

76

v. aussi ANNEXE 9 et ANNEXE 10
(509 à 527, 529 à 565)

Charbon importé (des États-Unis)

v. en général annexe 10 (529 à 565)

Réserves

v. RÉSERVES

Besoins intérieurs

Qualité du —

Exportations

Rendement

Courbes de coût

v. ANNEXE 10

Coût départ mine

Transport intérieur

v. TRANSPORT (coût de —)

Frêts atlantiques

v. TRANSPORT (coût de —)

534 et s.
 537
 536, 537
 77, 539 et s., 544

77, 78, 543 et s., 555

Prix cif	77, 79, 533 et s., 565
Prix fob	558
Coût à l'utilisateur dans la Communauté :	137
charbon à coke	146
charbon vapeur	150
Importations dans la Communauté :	
totales	155, 160 et s.
de charbon à coke	148
— dans l'ensemble de l'approvisionnement	
<i>v. BILAN ÉNERGÉTIQUE</i>	
— et sécurité d'approvisionnement	
<i>v. SÉCURITÉ</i>	
— et fluctuations de conjoncture	
<i>v. CONJONCTURE</i>	
Charbon vapeur	
Schéma d'approvisionnement	148 et s. <i>v. aussi ANNEXE 9 et ANNEXE 10</i> <i>(509 à 527, 529 à 565)</i>
Chemins de fer	
<i>v. TRANSPORTS FERROVIAIRES</i>	
Chroniques	
<i>v. AJUSTEMENTS STATISTIQUES,</i> <i>Relations retenues</i>	
Coefficients de corrélation	
<i>v. AJUSTEMENTS STATISTIQUES,</i> <i>Critères statistiques</i>	
Coke	
Capacité des cokeries	118, 142
Consommation totale	118, 119
Consommation dans la sidérurgie	
<i>v. SIDÉRURGIE</i>	
Mise au mille	
<i>v. CONSOMMATION UNITAIRE</i>	
Répartition par région de la capacité de production	142
<i>v. RÉGIONALISATION</i>	
Cokeries	
<i>v. COKE</i>	
Conjoncture	
Fluctuations de — et perspectives à long terme	13 et s., 29, 66, 192
Influence de la — sur les divers produits énergétiques	192 et s.
Consommation du secteur énergie (et Pertes)	
Généralités	118, 119, 241, 252 et s.
Mines de houille	47, 253

Lignite
Raffineries
Cokeries
Centrales électriques
Électricité

254
45, 47, 254
254
423, 424
423 et s.

Consommation spécifique

v. CONSOMMATION UNITAIRE

Consommation unitaire

- d'énergie par habitant :
en Grande-Bretagne et aux États-Unis
- d'électricité par unité de produit national brut (évolution)
- d'énergie par unité de production industrielle (évolution)
- d'électricité par habitant
- de combustibles dans les centrales thermiques

36, 42, 249, 377

36, 249

419

301, 302

44, 417 et s.

44, 45, 479 et s.

38, 276, 278

38, 281 et s.

279, 280

407

39, 40, 119, 120, 301, 302, 305

Mise au mille de fonte à l'aciérie

Mise au mille de coke au haut fourneau

— d'agglomérés de minerais par tonne de fonte

— d'électricité dans l'industrie sidérurgique

— d'énergie non électrique dans les autres industries (évolution)

Consommation domestique d'énergie non électrique par logement

— des voitures à essence

— des véhicules utilitaires à essence

— des véhicules utilitaires Diesel

Influence du prix de l'énergie sur les consommations unitaires

381

41, 345 et s., 358

41, 346 et s.

346 et s.

62

Conversion (Coefficients de —)

31, 206

Coûts

- et prix

53 et s., 67, 68

Éléments du — de production du charbon communautaire

68, 69 et s., 136 et s.

v. aussi ANNEXE 9 (509 à 527)

— du kWh dans différents types de centrales

508

— de production du charbon américain

77 et s., 543 et s.,

v. aussi CHARBON IMPORTÉ

— du pétrole

88, 582 et s., 598

Courbes de —

143, 144, 165

— complet

167

— de régression

167, 168

— marginal

143, 144, 176 et s.

— moyen

143, 144, 176 et s.

— pour la collectivité

173 et s.

— comparés pour l'utilisateur

135 et s.

v. aussi CHARBON COMMUNAUTAIRE, PÉTROLE BRUT, PRODUITS PÉTROLIERS, FUEL-OILS

Croissance (taux de —)

v. DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE

DÉMOGRAPHIE

Généralités

20, 21

v. aussi POPULATION

Développement économique

Méthodes d'estimation

v. MÉTHODES

Évolution : du produit national dans la
Communauté :

18, 19, 24, 25, 35, 195, 211,

du produit national brut

par habitant

23, 24, 66

par personne occupée

25, 69

de la consommation privée

25, 26

de la production industrielle

19, 20, 24, 26, 211

Perspectives économiques mondiales

28, 195 et s.

— aux États-Unis

534, 535

Influence du prix de l'énergie sur le —

58

— comme variable explicative de la
consommation d'énergie

51, 52, 62, 63, 195 et s., 208

Produit national brut et taux de moto-
risation

342, 343

Incertitudes sur le taux d'expansion

50

Diversification (des approvisionnements)

v. SÉCURITÉ

Domestique (Consommation d'énergie dans le secteur —)

v. en général annexe 6 (372 à 398)

Définition

375, 376

Méthodes d'estimation

v. MÉTHODES

Structure par sous-secteur

376

Équipement en appareils électriques

418

Ajustements statistiques

*v. AJUSTEMENTS STATISTI-
QUES*

Consommation non électrique (évolu-
tion)

41, 42, 127, 128, 241, 378, 379, 384 et s.

Consommation d'énergie non électrique
par logement

v. CONSOMMATION UNITAIRE

Répartition par produit

390

Répartition par région

v. RÉGIONALISATION

Consommation d'électricité (évolution)

417 et s.

Statistiques de base

376, 377

Droits de douane

v. AIDES

Écart-type

*v. AJUSTEMENTS STATISTIQUES,
Critères statistiques*

Élasticité

de la production industrielle par rapport au produit national brut
de la consommation totale d'énergie par rapport au produit national brut
de la consommation non électrique des autres industries par rapport à la production industrielle
de la consommation non électrique du secteur domestique par rapport au produit national brut
de la consommation d'électricité des autres industries par rapport à la production industrielle
de la consommation d'électricité du secteur domestique par rapport à produit national brut

nombre d'habitants
du parc de véhicules utilitaires par rapport au produit national brut et à la production industrielle

Électricité (Consommation d'—)

Méthodes d'estimation

v. *MÉTHODES*

Ajustements statistiques

v. *AJUSTEMENTS STATISTIQUES*

Élasticité

v. *ÉLASTICITÉ*

Consommation totale (évolution)

Consommation unitaire

v. *CONSUMMATION UNITAIRE*

Structure par secteur

Sidérurgie

Autres industries

Transports

Secteur domestique

Secteur énergie

Comparaison secteur global

— d'origine hydraulique

— d'origine nucléaire

Bilan électrique

Importations

Incertitudes sur la —

Énergie (Consommation d'—)

Méthodes d'estimation

v. *MÉTHODES*

Ajustements statistiques

v. *AJUSTEMENTS STATISTIQUES*

Élasticité

v. *ÉLASTICITÉ*

Consommation totale :

pays de la Communauté

États-Unis

Canada

68

27

36, 50, 248

300, 301

42, 379 et s.

411 et s.

419

343

42, 43, 71, 406 et s., 430, 439 et s., 475

428, 429

404 et s.

408 et s.

414 et s.

417 et s.

423 et s.

428 et s.

133, 134, 155, 160 et s.

133, 134, 155, 160 et s.

474, 475

104, 476

436, 437

v. aussi *ANNEXE 7 (399 à 466)*

34, 195, *ANNEXE 2 (227 à 266)*

534 et s.

Consommation par produit	258, 259
Consommation unitaire	
<i>v. CONSOMMATION UNITAIRE</i>	
Structure par secteur	37 et s., 48 et s., 233 et s.
Structure par secteur et par produit	133, 134, 155
— à des fins spécifiques	118 et s., 132
— de la sidérurgie	
<i>v. SIDÉRURGIE</i>	
— des autres industries	
<i>v. INDUSTRIES DIVERSES</i>	
— des transports	
<i>v. TRANSPORTS</i>	
— du secteur domestique	
<i>v. DOMESTIQUE</i>	
— du secteur énergie	
<i>v. CONSOMMATION DU SECTEUR ÉNERGIE</i>	
— des centrales thermiques	
<i>v. CENTRALES THERMIQUES</i>	
— dans les prix de revient	54, 55
— et prix de l'énergie	58
<i>v. aussi PRIX</i>	
Incertitudes sur la —	48, 49
<i>v. aussi BILAN ÉNERGÉTIQUE</i>	
Énergie (Offre d'—)	
Hypothèses générales pour les perspectives d'offre	65 et s.
Productions à écoulement certain	120, 121, 132
	<i>v. aussi MÉTHODES, CHARBON COMMUNAUTAIRE, CHARBON IMPORTÉ, LIGNITE, PÉTROLE BRUT, PRODUITS PÉTROLIERS</i>
Équiprix (Lignes d'—)	61
Essence	
Consommation d'—	358
Prix de l'—	<i>v. aussi CARBURANTS</i> 618, 619
Exportations	
— de pétrole	83
— de charbon des États-Unis	536, 537
Feeders	
<i>v. GAZ NATUREL</i>	
Fiscalité	
— sur les produits pétroliers	87, 90, 93 et s., 599 et s.
Fonte	
<i>v. SIDÉRURGIE</i>	

Frets

v. TRANSPORT (Coût de —)

Fuel-oils

Consommation	615
Coûts	92, 573
Prix	94, 573, 609, 618, 619
Concurrence avec autres combustibles	152, 153

Gas-oil moteur

Consommation de —	614
	<i>v. aussi CARBURANTS</i>
Prix du —	618, 619

Gaz de haut fourneau

Pouvoir calorifique	290
Production	289 et s.
Débouchés	133, 134, 155
Centrales au —	489 et s.

Gaz naturel

Réserves	96 et s.
Possibilités de production	98 et s.
Écoulement	100, 101, 120, 121, 133, 134, 155, 160 et s.
— dans l'ensemble de l'approvisionnement	
	<i>v. BILAN ÉNERGÉTIQUE</i>
Coûts	98, 99
Importations	100

Importations d'énergie

— dans la structure de l'approvisionnement	
	<i>v. BILAN ÉNERGÉTIQUE</i>
— et balance des paiements	190 et s.
	<i>v. aussi CHARBON IMPORTÉ, PÉTROLE, GAZ NATUREL, ÉLECTRICITÉ.</i>

Incertitudes sur

En général	13
— la consommation d'énergie	48 et s.
— le taux d'expansion	50
— le progrès technique	51
— la structure des économies	51
— le prix de l'énergie	52
— l'évolution des coûts du charbon communautaire	76, 165
— le prix du fuel lourd	96
— le bilan énergétique	165 et s.
— la régionalisation des besoins d'énergie	165
— les coûts de transport	166
— la consommation de carburants	350 et s.
— la consommation d'électricité dans la sidérurgie	407
— la consommation totale d'électricité	436, 437

Industries diverses (Consommation
d'énergie des --)

v. en général annexe 4 (294 à 326)

Définition

297

Méthodes d'estimation

v. MÉTHODES

Structure par sous-secteur

298, 299, 305, 306

Effets de variation de structure sur la --

302 et s., 317 et s.

Ajustements statistiques

*v. AJUSTEMENTS STATISTI-
QUES*

Élasticité par rapport à la production
industrielle

v. ÉLASTICITÉ

Énergie non électrique (évolution)

40, 123 et s., 241, 297 et s., 313, 314

Répartition par produit

306, 307, 312, 313

Répartition par région

v. RÉGIONALISATION

Électricité (évolution)

408 et s.

Lignite

Réserves

80

Coûts

80, 81

Production

81, 120

Débouchés

82, 120, 133, 134, 155, 160 et s.

Centrales au --

82, 488 et s.

-- dans l'ensemble de l'approvisionne-
ment

v. BILAN ÉNERGÉTIQUE

Main-d'œuvre

-- totale

v. POPULATION

-- dans les charbonnages

69, 189, 190, 518, 523

Méthodes (d'estimation)

v. en général annexe 1 (200 à 225)

Hypothèses de base

13 et s., 29 et s., 67, 203 et s.

Population

v. POPULATION

Développement économique

17, 18, 67

Cadre général pour les évaluations des
besoins

29 et s., 203 et s.

Informations directes

29, 30, 208

Extrapolations statistiques

*v. AJUSTEMENTS STATISTI-
QUES*

Besoins totaux

31, 32, 208, 223 et s.

Besoins par secteur :

sidérurgie

208, 271

autres industries

123 et s., 132, 133, 208, 307 et s.

transports

208, 331 et s.

secteur domestique

127 et s., 133, 208, 379 et s.

électricité :

sidérurgie

406 et s.

autres industries

410 et s.

transports

415 et s.

domestique

420 et s.

secteur énergie	423 et s.
total	431 et s.
annexe 7 (399 à 466)	
besoins des centrales thermiques	208
Hypothèses générales pour les perspectives d'offre	65 et s.
Conditions de l'offre par produit :	
charbon communautaire	68 et s., 517 et s.
charbon importé	76 et s., 541 et s., 556 et s.
lignite	79 et s.
Conditions d'équilibre	117 et s.
— des débouchés probables du charbon communautaire	145 et s.
— du bilan énergétique	156 et s.
Mise au mille	
<i>v. CONSOMMATION UNITAIRE</i>	
Multicollinéarité	
<i>v. AJUSTEMENTS STATISTIQUES</i>	
Navigation aérienne	
Parc aéronautique	357
Consommation d'énergie	356, 357, 359
Navigation intérieure	
Consommation d'énergie	354, 355, 359
Nucléaire	
<i>v. CENTRALES NUCLÉAIRES</i>	
Perspectives à long terme	
Justification et portée	3 et s.
Caractère conditionnel	3, 17
Caractère indicatif	33
Méthodes d'élaboration	
<i>v. MÉTHODES</i>	
Incertitudes sur les —	
<i>v. INCERTITUDES</i>	
Pétrole (Demande de —)	
<i>v. en général annexe 11 (567 à 623)</i>	
Consommation mondiale	82, 83, 576 et s.
Besoins de — dans la Communauté	133, 134, 155, 160 et s., 574 et s., 613 et s.
— dans l'ensemble de l'approvisionnement	
<i>v. BILAN ÉNERGÉTIQUE</i>	
— et sécurité d'approvisionnement	120
— et fluctuations de conjoncture	
<i>v. CONJONCTURE</i>	
<i>v. ESSENCE, GAS-OIL, FUEL-OILS</i>	
Pétrole brut (Offre de —)	
<i>v. en général annexe 11 (567 à 623)</i>	
Réserves	84, 85, 574, 580 et s.

Rapport réserves/production	85, 580 et s.
Productibilité	84, 579 et s.
Production	85, 598 et s.
Coûts	88 et s., 572, 582 et s.
Recherche	584
Royalties et impôts	90, 91, 582 et s.
Provisions et bénéfices	91, 582 et s.
Coût de transport	
<i>v. TRANSPORT (coût de —)</i>	
Prix du —	85, 86, 88, 89, 95, 184, 573, 584 et s., 598 et s.
Rapport avec prix des produits raffinés	92, 603 et s.
Valorisation du — dans la Communauté	608

Pertes

*v. CONSOMMATION DU SECTEUR
ÉNERGIE (et pertes)*

Population

Méthodes d'estimation

v. MÉTHODES

— totale	20, 21, 25
— active	21, 26
— occupée	21

Prix

— de l'énergie et :	
rythme de croissance économique	52, 58
structure de la production nationale	60, 61
consommation unitaire	58, 59
incertitudes sur les besoins	52, 53
— et coûts	54, 67, 68
— et sécurité d'approvisionnement	

v. SÉCURITÉ

Incertitudes sur le — de l'énergie

v. INCERTITUDES

v. CHARBON COMMUNAUTAIRE, CHARBON IMPORTÉ, PÉTROLE, PRODUITS PÉTROLIERS, NUCLÉAIRE

Production industrielle

<i>v. DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE</i>	
Évolution de la —	19, 20, 24, 26
Part de la — dans le produit national brut	27

Produit national

<i>v. DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE</i>	
Part de l'énergie dans le —	53, 54

Produits pétroliers (Offre de)

v. en général annexe 11 (567 à 623)

Rendement en produits de divers bruts

v. RAFFINAGE

Prix des —	83, 86, 87, 601 et s.
Prix des — dans la Communauté	87, 184, 606 et s.

Rapport de prix des — avec le pétrole brut	603 et s.
Valorisation ex raffineries côtières	86, 618 et s. <i>v. aussi FUEL-OILS</i>
Progrès technique	
— dans la production de charbon	67
— dans l'utilisation de l'énergie	51, 211
Incertitudes sur le —	51
Protection	
<i>v. AIDES</i>	
Raffinage	
Rendement en produits de divers bruts	92, 589 et s.
Coût de —	92, 589 et s.
Réacteurs	
<i>v. CENTRALES NUCLÉAIRES</i>	
Recherche	
Pétrole	88, 93, 96, 582
Gaz naturel	96
Coût de la —	88
Régionalisation	
Hypothèses pour la —	136, 138 et s., 613 et s.
— de la production d'électricité hydraulique et géothermique	103
— de la production de fonte	141
— des besoins de charbon à coke	142, 146 et s.
— des besoins de combustibles des autres industries, du secteur domestique et des centrales thermiques	139 et s.
— des centrales minières	151
— de la production d'anthracite	152
— des taux de motorisation	336, 337
Incertitudes sur la —	165 <i>v. aussi INCERTITUDES</i>
Rendement	
— fond dans les mines	
<i>v. CHARBON COMMUNAUTAIRE</i>	
— en raffinerie	
<i>v. RAFFINAGE</i>	
Réserves	
— de charbon américain	538, 539
— de lignite	80
— de pétrole	84, 85, 574, 580 et s.
Sources hydrauliques et géothermiques	101
— de gaz naturel	96 et s.
— d'uranium	113, 114
Royalties	
<i>v. PÉTROLE BRUT</i>	

Salaires	66, 69, 72 et s., 76, 518, 526, 527
— dans le coût du charbon importé	77, 544
Charges sociales	69
Sécurité	
Rôle des importations	181 et s., 190, 195
— et prix	<i>v. aussi IMPORTATIONS</i>
Moyens de renforcer la —	184, et s.
— et énergie nucléaire	186, et s.
— et stockage	113 et s., 197
	187
— et diversification des approvisionne- ments	<i>v. aussi STOCKAGE</i>
	188
Sidérurgie	
<i>v. en général annexe 3 (267 à 292)</i>	
Méthodes d'estimation	
<i>v. MÉTHODES</i>	
Production d'acier	27, 274, 275
Rapport fonte/acier	
<i>v. CONSOMMATION UNITAIRE</i>	
Production de fonte	37, 276 et s.
Production de fonte par région	
<i>v. RÉGIONALISATION</i>	
Installations d'agglomération	285, 286
Consommation de minerais et d'agglomérés	278 et s., 283, 284
Production d'agglomérés	280
Mise au mille de coke au haut fourneau	
<i>v. CONSOMMATION UNITAIRE</i>	
Consommation de coke	37, 38, 118, 119, 281 et s., 285
Autres consommations non électriques	38, 123, 241, 285, et s.
Consommation nette d'énergie non électrique	291, 292
Électricité	406 et s.
Stockage	
— et sécurité d'approvisionnement	115, 187
— des combustibles nucléaires	115
Structure économique	
Influence des modifications de — sur la consommation d'énergie	39, 51
Modifications de — comme facteur d'incertitude	51
Influence des prix de l'énergie sur la —	60, 61
Subventions	
<i>v. AIDES</i>	
Transport (Coût de —)	
Méthodes pour le calcul du —	143
<i>v. MÉTHODES</i>	
— du charbon communautaire	152, 153, 166

— du charbon américain à l'intérieur des États-Unis	77, 78, 556
— du charbon américain, frets atlantiques	78, 558 et s.
— du charbon américain à l'intérieur de la Communauté	150
— du pétrole	90, 91, 95, 153, 174, 587, 588
— du gaz naturel	98
— du combustible ou du courant électrique	488 et s.
Incertitudes sur le —	166
Transports (Secteur des —)	
<i>v. en général annexe 5 (327 à 370)</i>	
Définition	331
Méthodes d'estimation	
<i>v. MÉTHODES</i>	
Consommation d'énergie non électrique	40, 41, 119, 240, 241
Consommation d'électricité	414 et s.
Transports ferroviaires	
Degré d'électrification	41, 353, 414 et s.
Consommation non électrique des —	41, 128 et s., 354, 359
Consommation d'électricité des —	414 et s.
Transports routiers	
<i>v. en général annexe 5 (327 à 370)</i>	
Méthodes d'estimation	
<i>v. MÉTHODES</i>	
Parc de véhicules	40, 334 et s., 339 et s.
Taux de motorisation	335 et s., 342
Consommation unitaire	
<i>v. CONSOMMATION UNITAIRE</i>	
Consommation de carburants	344 et s.
Incertitudes sur —	350 et s.
	<i>v. aussi ESSENCE, GAS-OIL, FUEL-OILS</i>
Uranium	
<i>v. CENTRALES NUCLÉAIRES</i>	

SERVICES DES PUBLICATIONS DES COMMUNAUTES EUROPEENNES

3365/2/64/1

FB 300,—	DM 24,—	FF 30,—	LIT 3.750	FL 22,—
----------	---------	---------	-----------	---------
